

Date du document : 28/03/2024

DÉCISION

CD-24c28-CWaPE-0887

PROPOSITION DE REVENU AUTORISE ELECTRICITE 2025-2029 DEPOSEE LE 23 FEVRIER 2024 PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION AIEG

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 réglementaire 2025-2029

Table des matières

1.	Base légale	4
2.	Historique de la procédure.....	5
3.	Réserves	6
3.1.	RESERVE D'ORDRE GENERAL	6
4.	Proposition de revenu autorisé 2025-2029.....	7
4.1.	VALORISATION.....	7
4.2.	RESUME D'ANALYSE.....	8
4.2.1.	<i>Eléments constituant le revenu autorisé (RA_N).....</i>	8
4.2.2.	<i>Contrôles effectués.....</i>	8
4.2.3.	<i>Evolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029</i>	9
4.2.4.	<i>Evolution du revenu autorisé budgété 2024 et budgété 2025</i>	10
4.2.5.	<i>Evolution du revenu autorisé budgété 2025 et budgété 2029</i>	16
5.	Décision	25
6.	Voie de recours.....	26
7.	Annexe	27

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse du revenu autorisé des années 2025 à 2029.....	7
Tableau 2	Valeurs des actifs régulés et de la marge équitable 2025-2029.....	23

Index graphiques

Graphique 1	Revenu autorisé réel 2019-2022 et budgété 2024-2029 (€).....	9
Graphique 2	Evolution des composants du revenu autorisé entre 2019 et 2029 (en millier €) ...	9
Graphique 3	Evolution des composants du revenu autorisé budget 2024 et budget 2025 (€)..	11
Graphique 4	Evolution des charges nettes non contrôlables hors OSP entre B2024 et B2025 (€)	12
Graphique 5	Evolution des charges nettes non contrôlables OSP entre B2024 et B2025 (€)	13
Graphique 6	Evolution de la marge bénéficiaire équitable entre B2024 et B2025 (€)	15
Graphique 7	Evolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029 (€).....	16
Graphique 8	Evolution des charges nettes contrôlables entre 2025 et 2029 (€)	17
Graphique 9	Evolution des charges nettes non contrôlables hors OSP entre 2025 et 2029 (€).	18
Graphique 10	Evolution des charges nettes non contrôlables OSP entre 2025 et 2029 (€).....	19
Graphique 11	Evolution des charges relatives au déploiement des compteurs communicants entre 2025 et 2029 (€).....	20
Graphique 12	Evolution du parc de compteurs BT et du parc de compteurs communicants entre 2018 et 2029	21

Graphique 13	Evolution de la marge équitable entre 2025 et 2029 (€)	22
Graphique 14	Evolution des investissements bruts réseau et hors réseau entre 2020 et 2029 (€).	23
Graphique 15	Investissements cumulés prévus au cours de la période réglementaire 2025-2029 par type d'actifs (€).	24

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 12 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 l'AIEG sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
2. Conformément à l'article 68, § 2, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a indiqué, en date du 24 octobre 2023, par lettre recommandée avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de revenu autorisé électricité de AIEG était incomplète.
3. En date du 6 novembre 2023, l'AIEG a transmis à la CWaPE les informations manquantes à la proposition de revenu autorisé électricité
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 9 janvier 2024, l'AIEG est venue présenter à la CWaPE les hypothèses sous-jacentes aux budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants.
6. En date du 31 janvier 2024 et conformément à l'article 68, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, l'AIEG 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 14 février 2024, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.
8. En date du 23 février 2024, l'AIEG a transmis sous format électronique, les réponses aux questions complémentaires posée le 14 février 2024 ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029.
9. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ainsi que de l'article 5, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, sur la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 23 février 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution AIEG.

3. RESERVES

3.1. Réserve d'ordre général

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 de l'AIEG, 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 l'AIEG au travers de sa proposition adaptée de revenu autorisé électricité en date du 23 février 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
Charges nettes contrôlables	6.330.943	6.469.682	6.637.750	6.809.353	7.148.842
Charges nettes contrôlables autres	3.687.637	3.778.796	3.898.429	4.020.724	4.310.017
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	641.245	652.787	664.537	676.499	688.676
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	2.002.062	2.038.099	2.074.785	2.112.131	2.150.149
Charges et produits non-contrôlables	3.604.443	3.563.779	3.584.262	3.642.306	3.694.043
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	3.629.650	3.608.203	3.640.198	3.705.629	3.764.885
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues	225.412	229.469	233.600	237.804	242.085
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau	1.657.856	1.562.059	1.528.326	1.528.326	1.528.326
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
Redevance de voirie	675.727	687.890	700.272	712.877	725.709
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la	709.946	721.718	730.505	734.393	733.026
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers	0	0	0	0	0
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	360.709	407.066	447.495	492.228	535.739
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	-25.207	-44.423	-55.936	-63.323	-70.842
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	209.204	197.116	192.859	192.859	192.859
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de	44.489	44.489	44.489	44.489	44.489
Produits issus de la facturation de la fourniture de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de	-435.979	-443.107	-450.363	-457.749	-465.269
Charges d'achat des certificats verts	36.875	36.875	36.875	36.875	36.875
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
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	492.629	402.523	358.955	-149.509	-160.049
Charges nettes fixes	372.895	247.520	162.978	-297.854	-308.288
Charges nettes variables	119.734	155.004	195.977	148.345	148.240
Marge équitable	2.168.370	2.186.984	2.197.967	2.192.625	2.171.495
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	2.030.901	2.066.735	2.094.149	2.104.439	2.098.035
Marge équitable PV de réévaluation	135.263	118.102	101.750	86.205	71.467
Marge OSP	2.205	2.147	2.068	1.982	1.993
Quote-part des soldes régulatoires approuvés et affectés	0	0	0	0	0
Soldes régulatoires déjà affectés	0	0	0	0	0
TOTAL	12.596.384	12.622.969	12.778.934	12.494.775	12.854.331

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 (54 %), les revenus autorisés électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (29 %), la marge bénéficiaire équitable (17 %), des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (1 %).

Il n'y a pas de quote-part des soldes réglementaires des années précédentes, ceux-ci étant totalement apurés au 31 décembre 2024, à l'exception de la créance tarifaire de 42.749,53 €¹ qui sera affectée ultérieurement lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l'AIEG ou dans le cadre d'un rapport ex post à venir.

4.2.2. Contrôles effectués

Sur la base de la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 datée du 23 février 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.

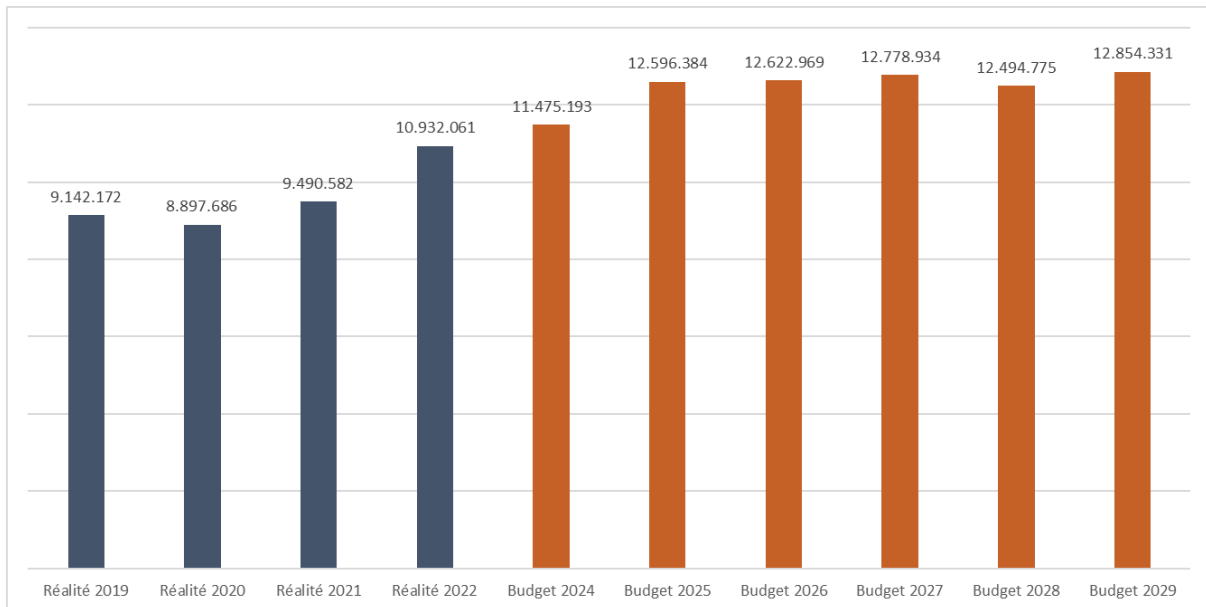
Au terme de ce contrôle, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement du revenu autorisé électricité 2025-2029 par l'AIEG telles qu'édictées par la méthodologie tarifaire.

¹ Décision référencée CD-24a30-CWaPE-0871 du 30 janvier 2024

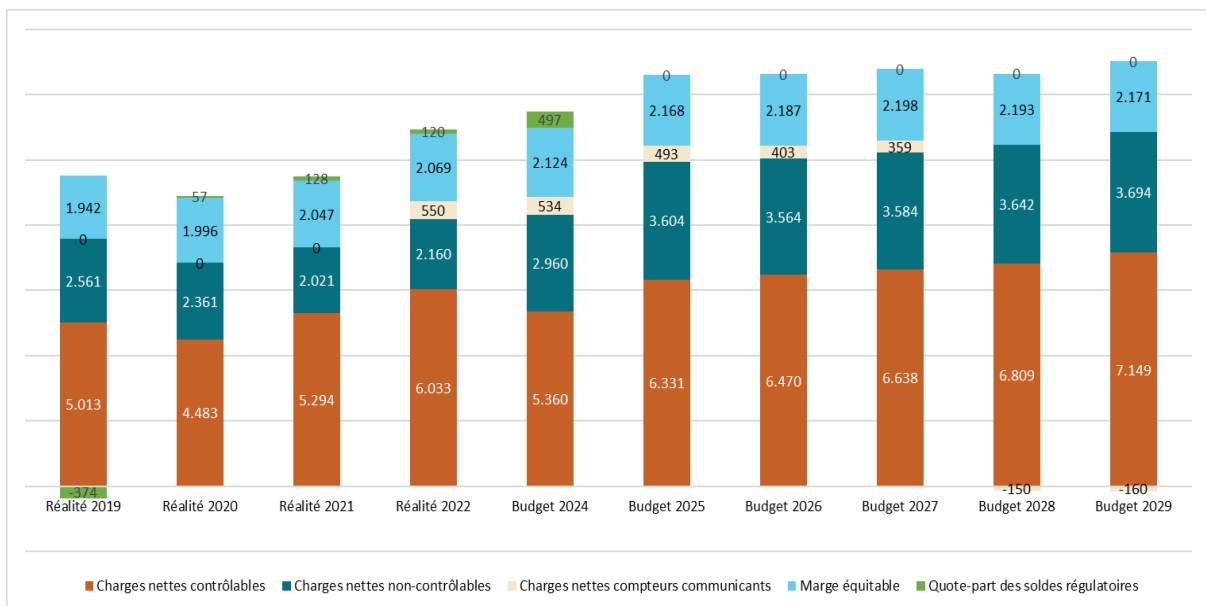
4.2.3. Evolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé électricité de l'AIEG entre 2019 et 2029.

GRAPHIQUE 1 REVENU AUTORISE REEL 2019-2022 ET BUDGETE 2024-2029 (€)



GRAPHIQUE 2 EVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISE ENTRE 2019 ET 2029 (EN MILLIER €)



La CWaPE constate 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 12.596.384 € augmente de **1.664.323 €**, soit une hausse de **15,22 %**.

4.2.4. Evolution du revenu autorisé budgété 2024 et budgété 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 régulateurs) qui a été déterminé par l'AIEG au cours de l'année 2018 tandis que le revenu autorisé 2025 a été établi par l'AIEG au cours des années 2023 et 2024.

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

Par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 de l'AIEG est en augmentation de **1.121.189 €**, soit une hausse de l'ordre de **9,77 %**.

La CWaPE attire l'attention du lecteur sur le fait qu'une augmentation d'enveloppe budgétaire de 9,77 % n'implique pas *de facto* une augmentation de 9,77 % des tarifs périodiques de distribution.

En effet, conformément à l'article 71, 2° :

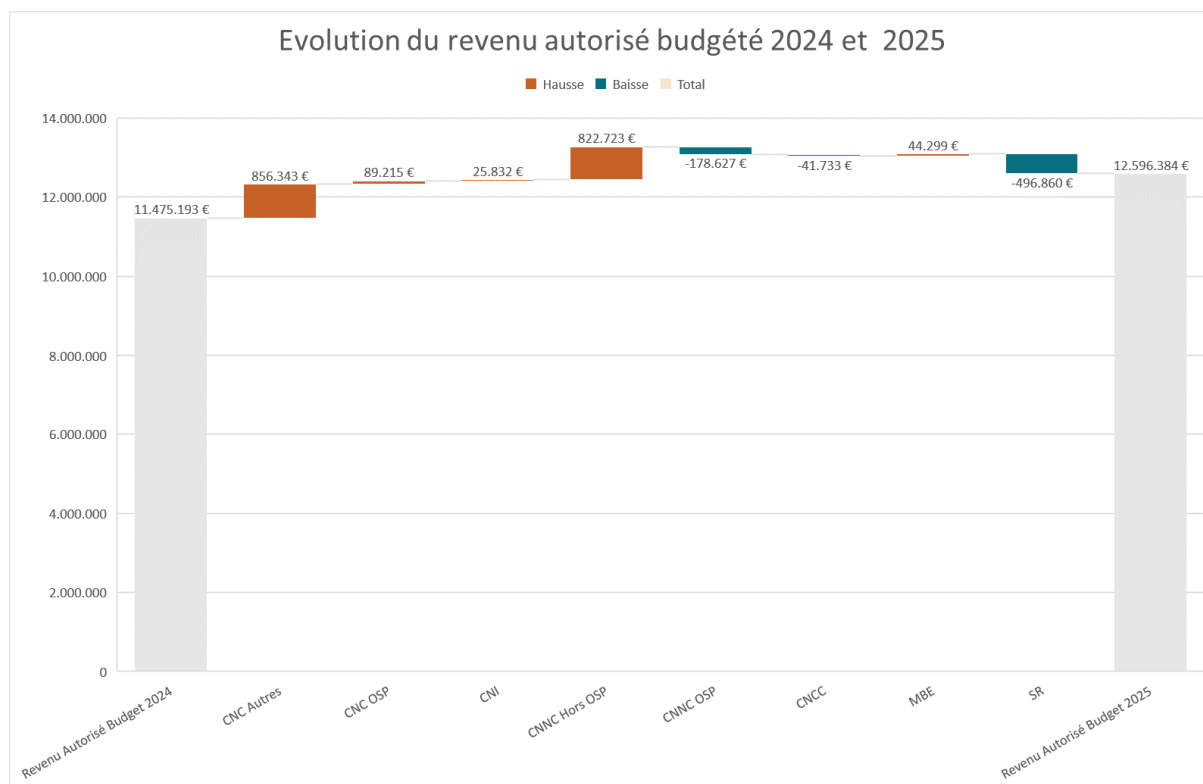
« Les tarifs périodiques de prélèvement et d'injection sont déterminés par chaque gestionnaire de réseau de façon à ce que les recettes budgétées que ces tarifs génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent. Les recettes budgétées issues de l'application des tarifs de prélèvement d'électricité pour les projets-pilotes ne sont pas prises en compte. »

Les tarifs périodiques de distribution devront être établis conformément aux articles 76 à 97 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 et au décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité.

Les tarifs de distribution dépendent donc 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.

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 :

GRAPHIQUE 3 EVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISE BUDGET 2024 ET BUDGET 2025 (€)



Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s’expliquent par :

4.2.4.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables augmentent de 971.390 € (soit 18,12 %).

Les règles de détermination des charges nettes contrôlables des années 2024 et 2025 sont fondamentalement différentes.

Le gestionnaire de réseau de distribution a proposé des budgets équivalents aux montants maximaux calculés selon la méthodologie tarifaire 2025-2029².

4.2.4.2. Les charges nettes non contrôlables

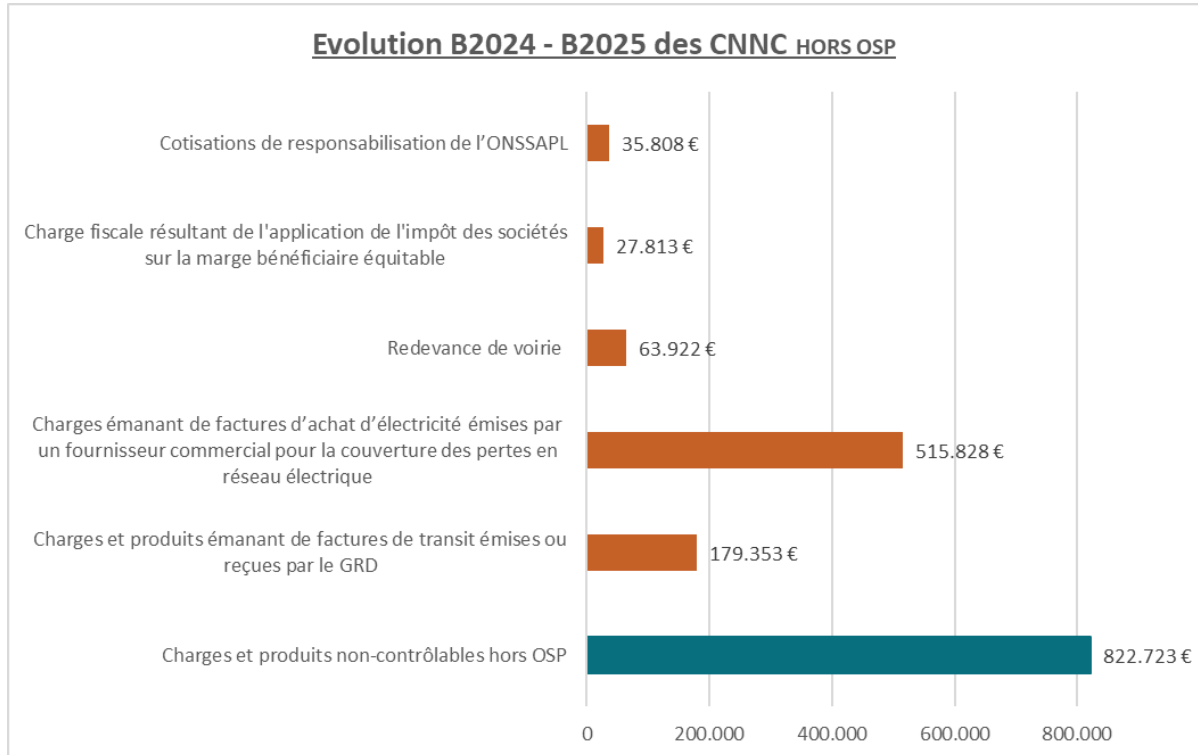
Les charges nettes non contrôlables augmentent de 644.096 € (soit 21,76 %). Cette augmentation s’explique par une hausse de 822.723 € des charges nettes non contrôlables hors OSP et une diminution de -178.627 € des charges nettes contrôlables OSP.

² Articles 45 à 53

4.2.4.2.1. $CNNC_{Hors\ OSP}$ (Charges nettes non contrôlables hors OSP)

Les charges nettes non contrôlables hors OSP augmentent de 822.723 € (soit 29,31 %). Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent comme suit.

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



L'augmentation de la **redevance de voirie** provient uniquement de la triple indexation de la redevance de voirie réelle 2022.

L'augmentation des **charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique** provient exclusivement de la révision à la hausse du coût unitaire d'achat d'électricité, les volumes de pertes budgétés restant stables par rapport au budget 2024.

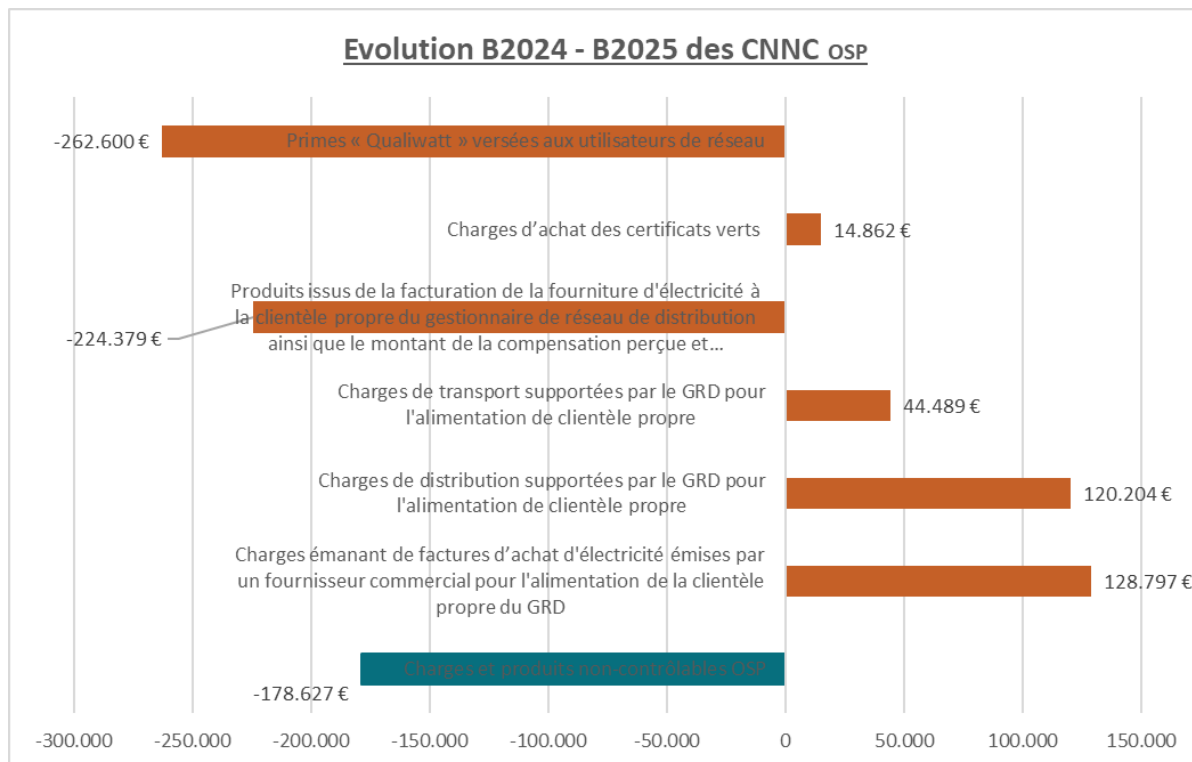
L'augmentation des **charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD** provient du fait que les montants budgétés ont été estimés sur la base de la dernière réalité 2022 indexée se traduisant par :

- une forte hausse des charges de transit envers ORES et RESA (+ 136 %) provenant d'une hausse des volumes budgétés (+ 41 % pour ORES, nouveaux volumes budgétés pour RESA) et du coût unitaire ;
- une diminution des produits de transit envers ORES et RESA (- 75%) provenant d'une baisse des volumes budgétés (-22 %).

4.2.4.2.2. CNNC_{OSP} (Charges nettes non contrôlables OSP)

Les charges nettes non contrôlables OSP diminuent de -178.627 € (soit -116,43 %). Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent comme suit.

GRAPHIQUE 5 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€)



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

L'augmentation des **produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social** provient de la combinaison d'une hausse des volumes facturés et d'une hausse du prix unitaire moyen de facturation :

- 1) Les volumes pris en considération pour la détermination des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution sont les suivantes :
 - . Pas de volume pour les clients « fournisseur X » : hypothèse justifiée par un nombre historiquement très faible de clients sous fournisseur X.
 - . Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière réalité rapportée (réel 2022) et sont stables pour la période 2025-2029.
- 2) Le prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution de l'année 2025 a été établi sur la base du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution réel 2022 indexé selon les taux de l'indice santé 2023, 2024 et 2025.

L'augmentation des **charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre** provient à la suite d'un changement de comptabilisation des factures adressées par le GRD AIEG (précédemment non rapportées dans les recettes et donc non rapportées également dans les charges). Aujourd'hui, l'AIEG n'annule plus les factures qu'elle adresse au fournisseur « AIEG – client social et AIEG fournisseur X » via une note de crédit ou une facture. Les charges et produits sont donc comptabilisés et par conséquent l'AIEG doit budgéter des charges de distribution pour la période 2025-2029 ce qui n'était pas le cas en 2019-2023. 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 et les prix unitaires de distribution budgétés correspondent à la dernière réalité rapportée (réel 2022).

L'augmentation des **charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD** provient exclusivement de la révision à la hausse du coût unitaire d'achat d'électricité, les volumes budgétés restant stables par rapport au budget 2024.

4.2.4.3. CNCC (Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants)

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants diminuent de -41.733 € (soit -7,81 %).

L'AIEG prévoit le placement de 2.300 compteurs communicants en 2024 et de 2.307 compteurs communicants en 2025. Les budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2024 et 2025 sont établis selon des hypothèses différentes.

La demande de budget relatif aux charges nettes pour le déploiement des compteurs communicants a été établie dans le cadre de la législation en vigueur à la date de dépôt de la proposition de revenu autorisée 2025-2029 en ce qui concerne la vitesse de placement des compteurs communicants³ et dans le respect de l'impact marginal imposé par l'article 16 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 (tel que requis par l'article 4, § 2, 22 °, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité).

Toutefois, lors de l'analyse de la demande de budget relatif au déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a constaté un certain nombre d'incohérences (coût unitaire hors BAU, recettes surestimées, fin des OPEX après 2027...) qui permettent à l'AIEG de répondre à la contrainte de l'impact marginal mais qui ne sont pas économiquement justifiées. Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIEG n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.

La CWaPE rappelle que l'annexe I fait partie intégrante de la décision d'approbation de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 et précise que l'approbation des charges nettes relatives au

³ Article 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

déploiement des compteurs communicants doit être considérée dans les limites des observations détaillées dans l'annexe I.

4.2.4.4. MBE (Marge bénéficiaire équitable)

La marge bénéficiaire équitable augmente de 44.299 € (soit 2,09 %) 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 45.091.260 € en 2024 et à 46.184.962 € en 2025.

GRAPHIQUE 6 EVOLUTION DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE ENTRE B2024 ET B2025 (€)

	Budget 2024	Budget 2025
Pourcentage de rendement autorisé	4,053%	4,027%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	44.923.815	45.803.909
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	45.258.705	46.566.015
Valeur moyenne des actifs régulés	45.091.260	46.184.962
Marge équitable Gesves	296.522	308.501
Marge équitable totale	2.124.070	2.168.370

4.2.4.5. SR (Solde régulateur)

Dans le cadre du revenu autorisé budgété pour 2024, un montant de 496.860 €, représentant de 50 % de la dette tarifaire 2020 (62.941 euros), 50 % de la créance tarifaire 2021 (- 203.861 euros) et 50 % des budgets 2022 et 2023 relatifs au projet spécifique (637.780 euros), a été affecté aux tarifs périodiques de distribution de l'AIEG⁴.

A l'heure actuelle, seul le solde régulateur de distribution 2022 (soit une créance de -42.749,53 €) reste à affecter dans les tarifs de l'AIEG⁵. Aucune affectation de cette créance n'est actuellement prévue dans le revenu autorisé 2025-2029 budgété par l'AIEG. Cette affectation pourra néanmoins être déterminée ultérieurement lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l'AIEG ou dans le cadre d'un rapport ex post à venir.

⁴ Décision CD-23j12-CWaPE-0806

⁵ Décision CD-24a30-CWaPE-0871

4.2.5. Evolution du revenu autorisé budgété 2025 et budgété 2029

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

GRAPHIQUE 7 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE ENTRE 2025 ET 2029 (€)



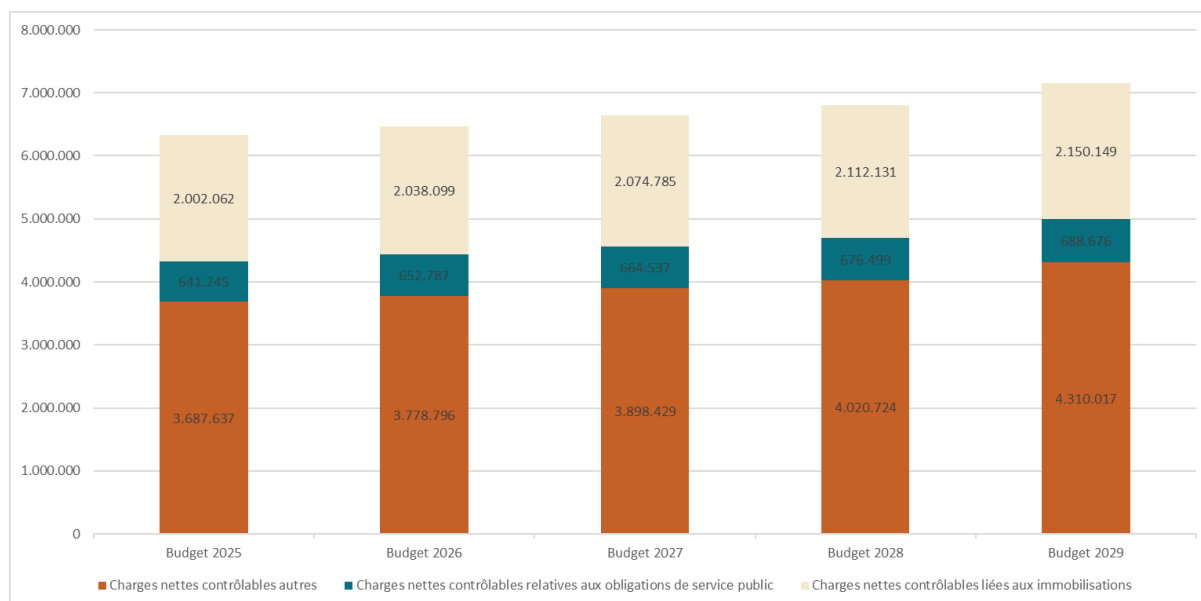
4.2.5.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (31 %), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (10 %) et des charges nettes contrôlables autres⁶ (59 %).

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

⁶ Selon la définition de la méthodologie tarifaire 2025-2029 : « charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ». Celles-ci reprennent notamment les coûts opérationnels relatifs aux frais de rémunération, à la sous-traitance, à l'IT, à la consultance. Les coûts additionnels de transition font également partie de cette rubrique de charges.

GRAPHIQUE 8 EVOLUTION DES CHARGES NETTES CONTROLABLES ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Les charges nettes contrôlables passent de 6.330.943 € en 2025 à 7.148.842 € en 2029 soit une augmentation de 12,92 % sur la période réglementaire 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 de l'AIEG, les charges nettes contrôlables budgétées sont égales aux montants maximaux.

4.2.5.2. Les charges nettes non-contrôlables

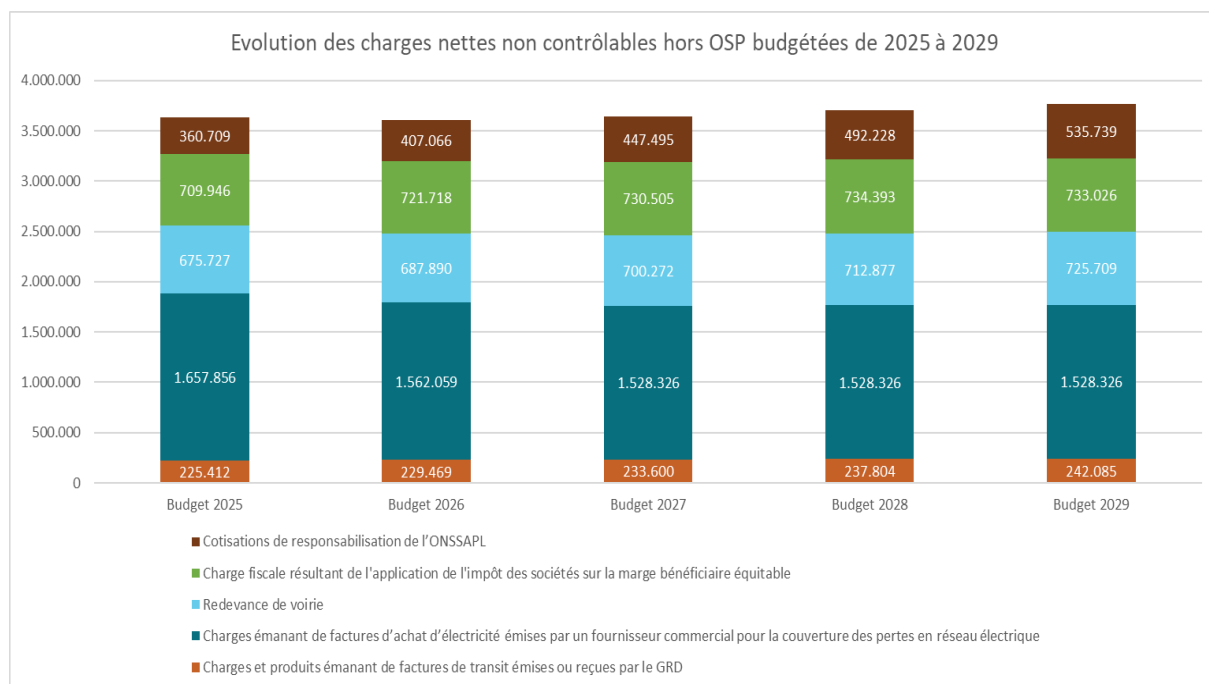
Les charges nettes non-contrôlables sont composées des charges nettes non-contrôlables relatives aux obligations de service public et des charges nettes non-contrôlables hors obligations de service public.

4.2.5.2.1. Les charges nettes non-contrôlables hors OSP

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP passent de 3.629.650 € en 2025 à 3.764.885 € en 2029 soit une augmentation de 3,73 % sur la période réglementaire 2025-2029.

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

GRAPHIQUE 9 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES HORS OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Seules les charges émanant de **factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique** diminuent entre 2025 et 2029. Cette diminution est constatée dès le budget 2026 pour ensuite se stabiliser pour la période 2027-2029. La diminution provient exclusivement du calcul du prix unitaire d'achat d'électricité qui correspond :

- Pour le budget 2025 au montant cliqué corrigé des paramètres A, A', B et B' d'Arewal ;
- Pour 2026 à la cotation CAL-26 corrigée des paramètres A, A', B et B' d'Arewal ;
- Pour 207 à 2029 à la cotation CAL-27 corrigée des paramètres A, A', B et B' d'Arewal.

L'augmentation des **charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD** provient exclusivement d'un prix unitaire budgété pour la période 2026-2029 équivalent au prix unitaire 2025 budgété indexé annuellement.

L'augmentation de la **redevance de voirie** provient exclusivement de l'indexation annuelle du budget 2025 pour la période 2026-2029.

L'augmentation de la **charge fiscale** résultant de l'application de l'impôt des sociétés provient d'un part de la variation de la marge bénéficiaire équitable, et, d'autre part de la variation des autres éléments intervenant dans le calcul de l'impôt des sociétés (charges d'intérêts sur emprunt, dépenses non admises et non déductibles...).

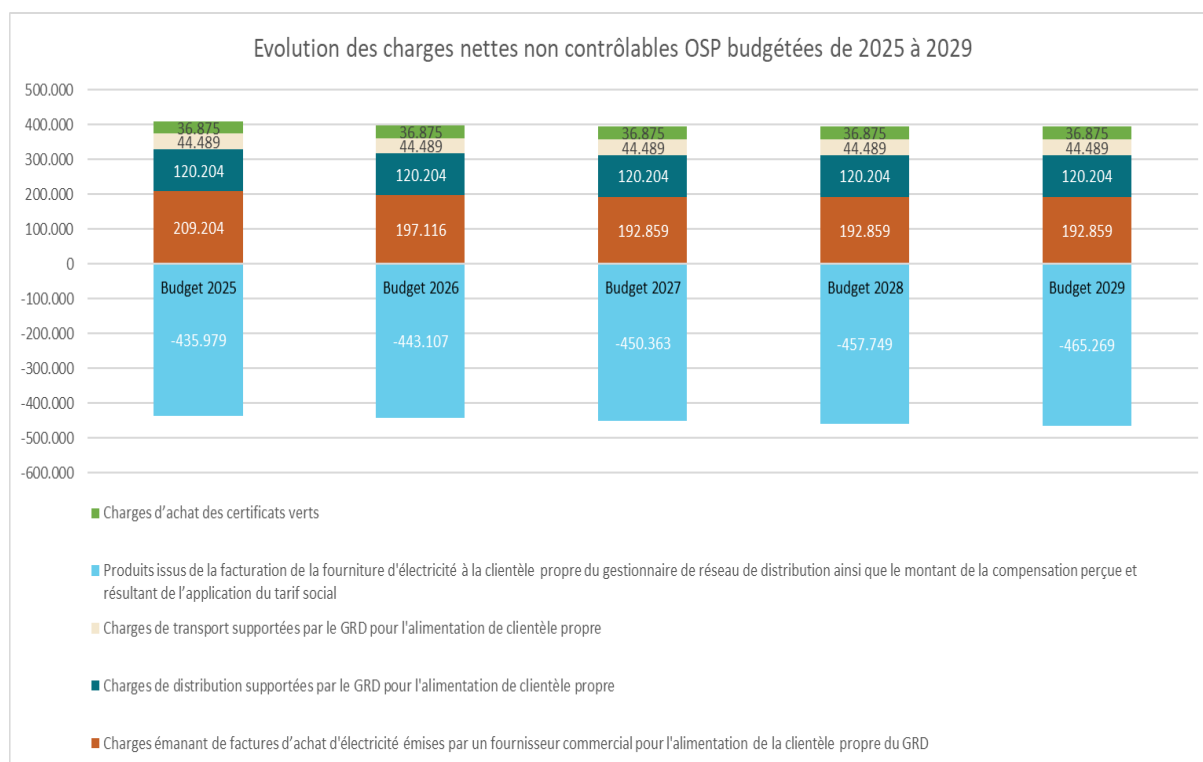
Les **cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL** budgétées sont conformes aux documents reçus par le SPF. L'augmentation provient principalement d'une augmentation des cotisations de responsabilisations individuelles.

4.2.5.2.2. Les charges nettes non-contrôlables OSP

Les charges nettes non-contrôlables OSP passent de -25.207 € en 2025 à -70.842 € en 2029 soit une diminution (ou augmentation des produits) de 181,04 % sur la période régulatoire 2025-2029.

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

GRAPHIQUE 10 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€)



A l'exception des 'charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD' et des 'Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social', l'AIEG a budgété des **charges et produits non contrôlables OSP stables** pour la période 2025-2029.

La diminution **des charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD** provient exclusivement du calcul du prix unitaire d'achat d'électricité (voir ci-dessus).

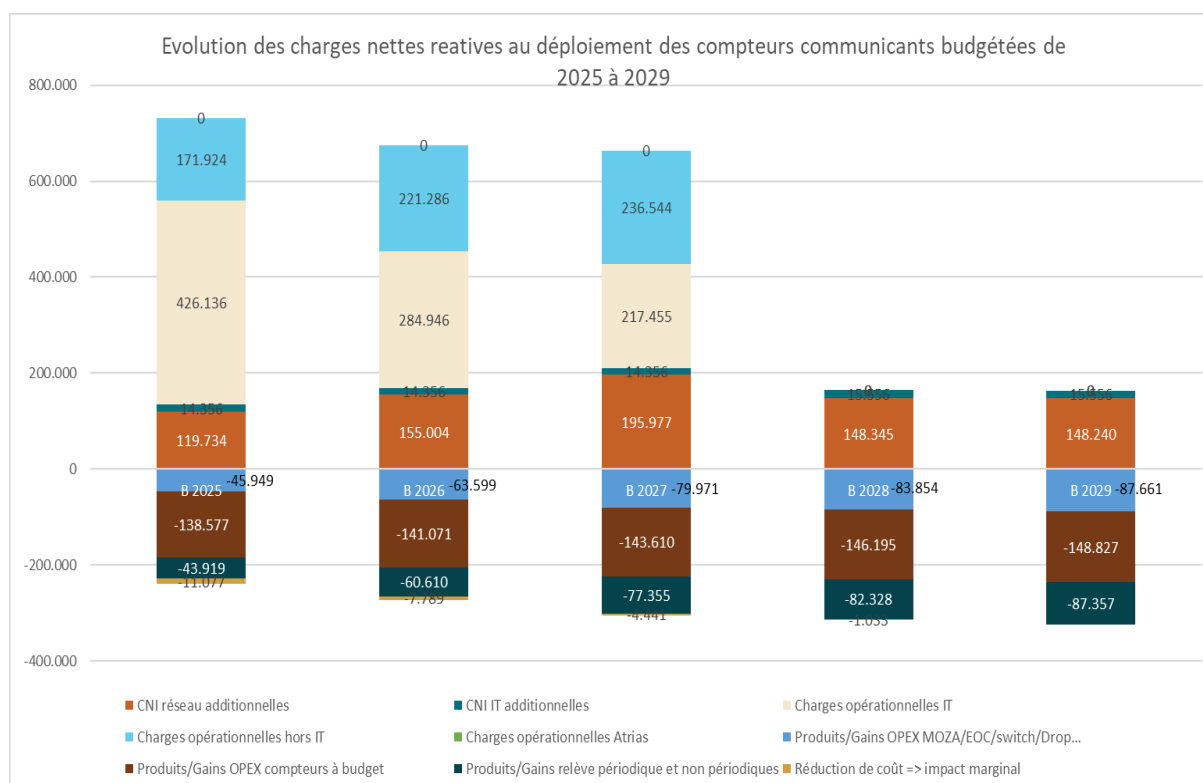
L'augmentation **des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution** provient exclusivement de l'indexation annuelle du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre.

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 944.550 € pour la période réglementaire 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, etc).

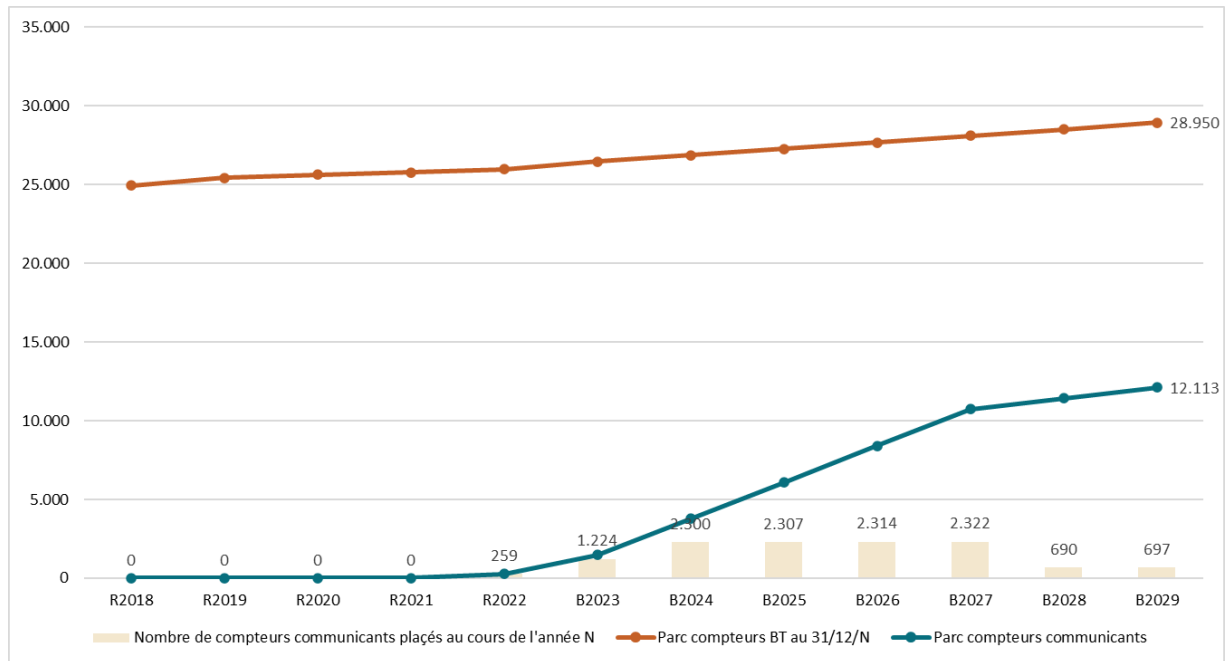
Le graphique suivant montre l'évolution annuelle de ces charges au cours de la période réglementaire 2025-2029.

GRAPHIQUE 11 EVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2025 ET 2029 (€)



L'AIEG prévoit le placement de 8.330 compteurs communicants sur la période réglementaire 2025-2029 afin d'atteindre 12.113 compteurs communicants sur son réseau à fin 2029, soit 42 % du parc de compteurs basse tension.

GRAPHIQUE 12 EVOLUTION DU PARC DE COMPTEURS BT ET DU PARC DE COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2018 ET 2029



Lors de l'analyse de la demande de budget relatif au déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a constaté un certain nombre d'incohérences (coût unitaire hors BAU, recettes surestimées, fin des OPEX après 2027...) qui permettent à l'AIEG de répondre à la contrainte de l'impact marginal mais qui ne sont pas économiquement justifiées. Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIEG n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.

La CWaPE rappelle que l'annexe I fait partie intégrante de la décision d'approbation de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 et précise que l'approbation des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants doit être considérée dans les limites des observations détaillées dans l'annexe I.

4.2.5.4. La marge équitable

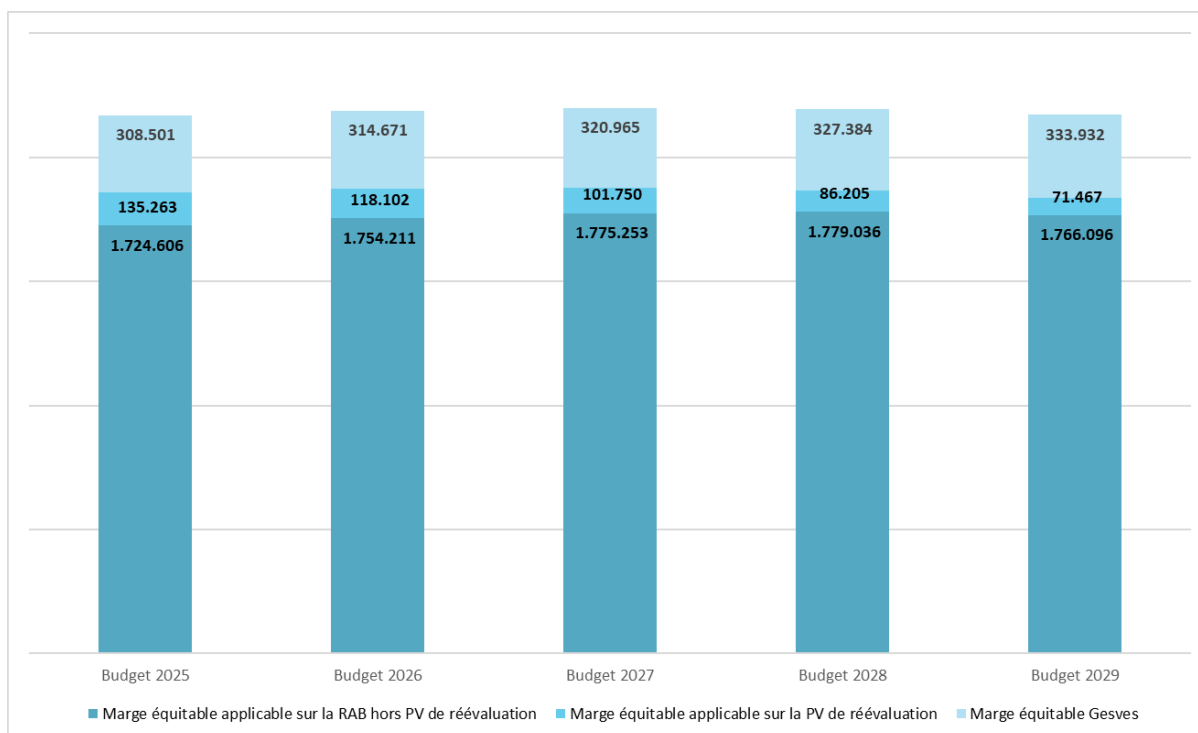
La marge équitable totale se compose de la marge équitable sur l'actif régulé hors plus-value de réévaluation, de la marge équitable sur la plus-value de réévaluation et, dans le cas de l'AIEG, d'une marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves.

En effet, en vertu d'un protocole d'accord signé en date du 31 janvier 2005, la commune de Gesves, IDEG et Electrabel se sont engagées à apporter en usage à AIEG qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de la commune de Gesves dont elles sont propriétaires. AIEG s'est engagé à apporter en usage à IDEG, qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de Namur dont AIEG est propriétaire (Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin). Selon les termes de cet accord, les GRD s'engagent respectivement à payer les frais réels correspondants dûment justifiés. Par conséquent, l'AIEG considère comme activité non-régulée la gestion du réseau de 'Namur' pour

compte d'ORES dont les frais (incluant une rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes) sont facturés à ORES. En contrepartie, l'AIEG ajoute à ses coûts, les frais supportés par ORES et facturés (rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes incluse) pour la gestion du réseau de Gesves. L'AIEG répartit le montant global facturé par ORES selon une clé de répartition similaire à ses propres activités, impliquant notamment l'ajout d'une marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves à concurrence de **308.501 €** pour l'année 2025. La marge bénéficiaire équitable relative au réseau de Gesves évolue ensuite annuellement de 2 %.

La marge équitable totale s'élève à 2.168.370 € en 2025 et à 2.171.495 € en 2029, soit une augmentation de 3.125 € (0,14 %) entre 2025 et 2029.

GRAPHIQUE 13 EVOLUTION DE LA MARGE EQUITABLE ENTRE 2025 ET 2029 (€)



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 :

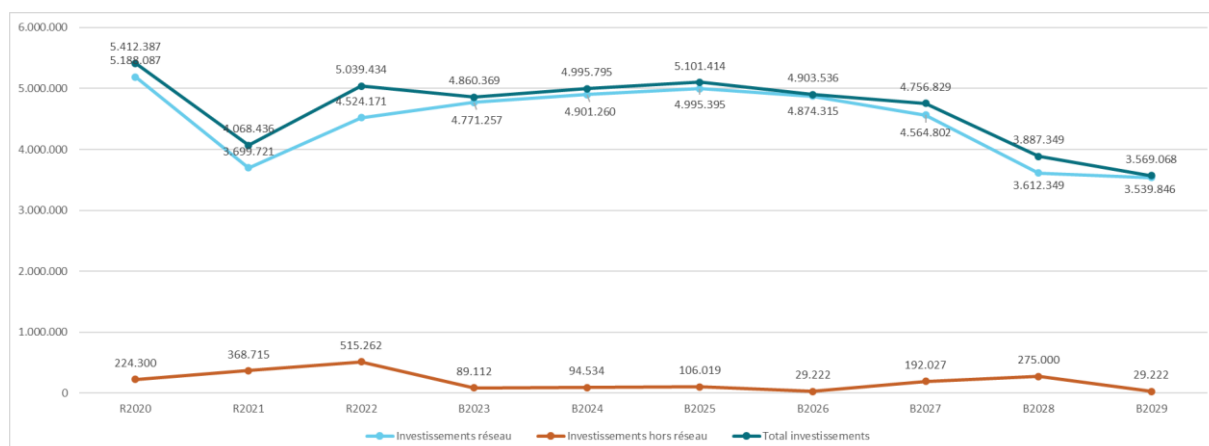
TABLEAU 2 VALEURS DES ACTIFS RÉGULÉS ET DE LA MARGE ÉQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV réévaluation	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la PV de réévaluation	4,027%	3,624%	3,222%	2,819%	2,416%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	42.394.882	43.257.254	43.865.210	44.302.287	44.053.131
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	43.257.254	43.865.210	44.302.287	44.053.131	43.659.615
Valeur moyenne des actifs régulés	42.826.068	43.561.232	44.083.748	44.177.709	43.856.373
Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N	3.409.026	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964
Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964	2.907.699
Valeur moyenne de la PV réévaluation	3.358.894	3.258.628	3.158.363	3.058.097	2.957.832
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	1.724.606	1.754.211	1.775.253	1.779.036	1.766.096
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	135.263	118.102	101.750	86.205	71.467
Marge équitable totale	1.859.868	1.872.313	1.877.002	1.865.241	1.837.563
Marge équitable Gesves	308.501	314.671	320.965	327.384	333.932
Marge équitable totale	2.168.370	2.186.984	2.197.967	2.192.625	2.171.495

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 bruts⁷ réseau et hors réseau réalisés par l’AIEG au cours des années 2020 à 2022 ainsi que les projections d’investissements de l’AIEG pour les années 2023 à 2029.

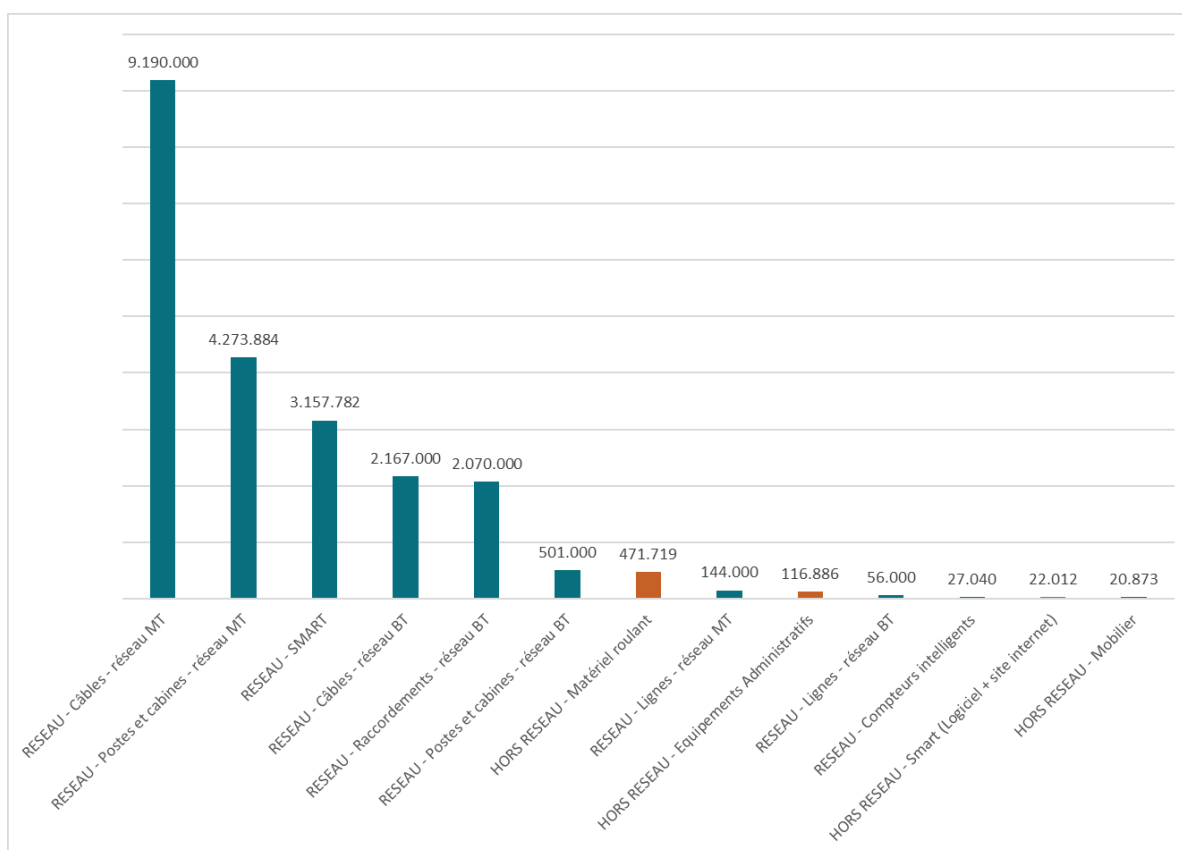
GRAPHIQUE 14 EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS BRUTS RESEAU ET HORS RESEAU ENTRE 2020 ET 2029 (€)



On constate que l’AIEG prévoit une certaine stabilité des investissements réseau au cours de la période régulatoire (2025-2029) avec des investissements moyens annuels de 4.443.639 €. Néanmoins, dans ses projections à plus long terme, l’AIEG prévoit un ralentissement des investissements à partir de 2028 notamment à la suite de la fin du placement des compteurs communicants tel que requis par le décret. Globalement l’AIEG prévoit d’investir 22.218.195 € au cours de la période régulatoire 2025-2029, dont 21.586.706 € dans son réseau électrique et 631.489 € hors réseau. Le graphique suivant montre la répartition de ces investissements par type d’actifs.

⁷ Les investissements qui sont intégrés dans la RAB sont les investissements nets, c’est-à-dire les investissements bruts déduction faite des subsides et des interventions d’utilisateurs du réseau.

GRAPHIQUE 15 INVESTISSEMENTS CUMULES PREVUS AU COURS DE LA PERIODE REGULATOIRE 2025-2029 PAR TYPE D'ACTIFS (€).



4.2.5.5. La quote-part des soldes réglementaires

A l'heure actuelle, seul le solde réglementaire de distribution 2022 (soit une créance de -42.749,53 €) reste à affecter dans les tarifs de l'AIEG⁸.

Aucune affectation de cette créance n'est actuellement prévue dans le revenu autorisé 2025-2029 budgété par l'AIEG.

Cette affectation pourra néanmoins être déterminée ultérieurement lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l'AIEG ou dans le cadre d'un rapport ex post à venir.

⁸ Décision CD-24a30-CWaPE-0871

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 l'AIEG auprès de la CWaPE le 13 octobre 2023 ;

Vu les informations complémentaires transmises par l'AIEG le 6 novembre 2023 et le 31 janvier 2024 et les informations échangées lors des réunions de travail le 9 janvier 2024 ;

Vu la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée par l'AIEG auprès de la CWaPE le 31 janvier 2024 ;

Vu les informations complémentaires transmises par l'AIEG le 23 février 2024 ;

Vu la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée par l'AIEG auprès de la CWaPE le 23 février 2024 ;

Vu l'analyse et le contrôle effectués par la CWaPE dont un résumé est repris dans l'annexe I « Proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 23 février 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution AIEG – Annexe I » à la présente décision ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE que la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 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 23 février 2024 par l'AIEG.

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 : Proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 23 février 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution AIEG

Date du document : 28/03/2024

DÉCISION

CD-24c28-CWaPE-0887

PROPOSITION DE REVENU AUTORISE ELECTRICITE 2025-2029 DEPOSEE LE 23 FEVRIER 2024 PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION AIEG

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 AUTORISES.....	6
1.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	6
1.2.	<i>Valorisation des revenus autorisés 2025-2029</i>	6
2.	LES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC).....	8
2.1.	<i>Valorisation des charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	8
2.2.	<i>Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (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 CNC _{OSP}	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.	Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL.....	20
3.3.8.	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 à la clientèle 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.....	25
4.	LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS (CNCC).....	26
4.1.	<i>Projet de déploiement des compteurs communicants électricité</i>	26
4.1.1.	Choix technologiques.....	26
4.1.2.	Stratégie de déploiement des compteurs communicants.....	28
4.1.3.	Nombre de compteurs communicants.....	30
4.1.4.	Architecture informatique.....	30
4.1.5.	Hypothèses générales.....	33
4.1.6.	Coûts d'investissement réseau.....	35
4.1.7.	Coûts IT.....	38
4.1.8.	Coûts de télécom.....	40
4.1.9.	Coûts équipe projet et équipe business.....	40
4.1.10.	Coûts de communication.....	41
4.1.11.	Coûts de formation.....	41
4.1.12.	Autres couts.....	41
4.1.13.	Bénéfices.....	41
4.1.14.	Résumé chiffré.....	48

4.2.	<i>Détermination des charges nettes additionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants</i>	49
4.2.1.	Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau	49
4.2.2.	Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT	51
4.3.	<i>Synthèse des budgets liés au déploiement des compteurs communicants</i>	52
4.4.	<i>Respect de l'impact marginal</i>	52
4.5.	<i>Classification entre charges fixes et variables</i>	53
4.6.	<i>Coûts variables unitaires</i>	53
5.	LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE (MBEN)	55
5.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	55
5.2.	<i>Détermination de la marge bénéficiaire équitable</i>	55
5.3.	<i>La base d'actifs régulés</i>	56
5.3.1.	Dispositions tarifaires.....	56
5.3.2.	Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation	56
5.3.3.	Evolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation à partir du 1 ^{er} janvier 2025	58
5.3.4.	Détermination de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation.....	60
5.3.5.	Evolution de la plus-value de réévaluation à partir du 1er janvier 2025.....	61
6.	LA QUOTE-PART DES SOLDES REGULATOIRES (SRN)	62
6.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	62
6.2.	<i>Détermination de la quote-part des soldes régulatoires des années précédentes</i>	62

Index graphiques

Graphique 1	Quote-part des éléments composant les revenus autorisés 2025-2029	8
Graphique 2	Stratégie de déploiement des compteurs communicants de l'AIEG de 2024 à 2033	29
Graphique 3	Architecture informatique.....	30
Graphique 4	Evolution du nombre de compteurs BT	34
Graphique 5	Répartition des dépenses relatives au déploiement des compteurs communicants	49
Graphique 6	Répartition des investissements bruts cumulés des années 2023 et 2024	58
Graphique 7	Répartition des investissements bruts cumulés des années 2025 à 2029.....	60

Index tableaux

Tableau 1	Evolution du revenu autorisé De Réel 2019-2022 a budget 2024-2029	6
Tableau 2	Synthèse du revenu autorisé des années 2025-2029	7
Tableau 3	Synthèse des charges nettes opérationnelles CONTROLABLES (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	Valeur prévisionnelle indice santé retenus par l’AIEG	16
Tableau 13	Charges d’achat d’électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029	17
Tableau 14	Volumes d’achat d’électricité pour le couverture des pertes des années 2019 à 2029	17
Tableau 15	Prix d’achat électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029	17
Tableau 16	Charges relatives à la redevance de voirie des années 2019 à 2029	19
Tableau 17	Calcul des charges fiscales des années 2025 à 2029	19
Tableau 18	Cotisation de responsabilisation ONSSAPL des années 2019 à 2029.....	20
Tableau 19	Cotisation de base (CB) et de responsabilisation (CR) de 2021 à 2028.....	21
Tableau 20	Charges d’achat d’électricité pour l’alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029.....	22
Tableau 21	Charges de distribution pour l’alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029	23
Tableau 22	Charges de transport pour l’alimentation de la clientèle des années 2025 à 2029..	23
Tableau 23	Produits issus de la facturation de la fourniture d’électricité à la clientèle des années 2019 à 2029.....	24
Tableau 24	Produits issus de la compensation CREG des années 2019 à 2029.....	25
Tableau 25	Charge, volumes et prix d’achat des certificats VERTS DES années 2019 à 2029	25
Tableau 26	Clôture quota CV 2022 – décompte SPW.....	25
Tableau 27	Nombre de compteurs communicants 2025-2029	30
Tableau 28	Hypothèses et références du nombre d’EAN.....	33
Tableau 29	Hypothèses et références du nombre de compteurs à budget	34
Tableau 30	Nombre de compteurs communicants 2025-2029	35
Tableau 31	Coût unitaire d’un compteur communicant BAU.....	36
Tableau 32	Coût unitaire d’un compteur communicant Hors BAU	36
Tableau 33	Coût unitaire d’un compteur communicant Hors BAU	37
Tableau 34	Coût unitaire d’un compteur communicant.....	37
Tableau 35	Investissement brut compteurs communicants.....	37
Tableau 36	Investissement net compteurs communicants	37
Tableau 37	Répartition par GRD des coûts variables communs pour la période 2025-2029	39
Tableau 38	Coûts d’investissement IT pour la période 2025-2029.....	39
Tableau 39	OPEX IT pour la période 2025-2029	39
Tableau 40	OPEX IT pour la période 2025-2029	40
Tableau 41	Coût d’envoi des courriers (timbre-poste).....	41

Tableau 42	Résumé des bénéfices pour le GRD.....	42
Tableau 43	Coûts OSP/CàB –référence moyenne R2019-R2022	42
Tableau 44	Recettes relatives aux coûts de gestion des CàB.....	43
Tableau 45	Recettes relatives aux coûts de rechargement des CàB	43
Tableau 46	Résumé des bénéfices relatifs aux MOZA / EOC / Drop.....	44
Tableau 47	Résumé des hypothèse relatives aux bénéfices des processus de marché	44
Tableau 48	Résumé des bénéfices relatif aux processus de marché.....	45
Tableau 49	Résumé des bénéfices relatif aux Move-in et Move-out	46
Tableau 50	Résumé des bénéfices relatif pertes administratives	47
Tableau 51	Résumé des bénéfices relatif à la relève des compteurs	47
Tableau 52	Synthèse des dépenses liées au déploiement des compteurs communicants 2025-2029.....	48
Tableau 53	Calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau.....	50
Tableau 54	Calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT51	
Tableau 55	Charges et produit relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2025-2029.....	52
Tableau 56	Impact marginal.....	52
Tableau 57	Charges nettes fixes et variables relatives au déploiement des compteurs communicants des années 2025 à 2029	53
Tableau 58	Coûts variables unitaires	54
Tableau 59	Synthèse de la marge bénéficiaire équitable 2025-2029	55
Tableau 60	Synthèse de l'évolution de la base d'actifs régulés entre 2023 et 2024.....	56
Tableau 61	Investissements NETs des années 2023 et 2024	57
Tableau 62	Synthèse de l'évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation de 2025 à 2029.....	58
Tableau 63	Investissements nets des années 2025 à 2029	59
Tableau 64	Synthèse de l'évolution de la plus-value de réévaluation entre 2023 et 2024.....	60
Tableau 65	Synthèse de l'évolution de la plus-value de réévaluation de 2025 à 2029	61
Tableau 66	Soldes réglementaires approuvés	62
Tableau 67	Affectation des soldes réglementaires.....	62

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 N¹ ;
- $CNCC_N$ = 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 AIEG (ci-après dénommé « le gestionnaire de réseau de distribution ») introduite auprès de la Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE) en date du 23 février 2024, **le revenu autorisé est valorisé à 12.596.384 € en 2025 pour atteindre 12.854.331 € 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 du gestionnaire de réseau de distribution augmente de **1.121.191 €, soit de 9,77 %.**

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 augmente de **1.664.323 €, soit une hausse de 15,22 %.**

TABLEAU 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE DE REEL 2019-2022 A BUDGET 2024-2029

	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Budget 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables	5.012.784	4.482.785	5.294.355	6.032.806	5.359.553	6.330.943	6.469.682	6.637.750	6.809.353	7.148.842
Charges nettes non-contrôlables	2.560.658	2.361.400	2.021.443	2.159.997	2.960.347	3.604.443	3.563.779	3.584.262	3.642.306	3.694.043
Charges nettes compteurs communicants	0	0	0	550.481	534.362	492.629	402.523	358.955	-149.509	-160.049
Marge équitable	1.942.311	1.996.463	2.046.532	2.068.798	2.124.070	2.168.370	2.186.984	2.197.967	2.192.625	2.171.495
Quote-part des soldes régulatoires	-373.581	57.038	128.253	119.979	496.860	0	0	0	0	0
TOTAL REVENU AUTORISE	9.142.172	8.897.686	9.490.582	10.932.061	11.475.193	12.596.384	12.622.969	12.778.934	12.494.775	12.854.331
						9,77%	0,21%	1,24%	-2,22%	2,88%
						15,22%	15,47%	16,89%	14,29%	17,58%

¹ Article 43 : Les charges nettes opérationnelles correspondent aux charges opérationnelles après déduction des produits opérationnels. Les charges nettes opérationnelles (CNO) sont composées des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) et des charges nettes opérationnelles non contrôlables (CNCC).

Composés majoritairement de charges nettes contrôlables (53%), les revenus autorisés électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (29 %), la marge bénéficiaire équitable (17 %), des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (1 %).

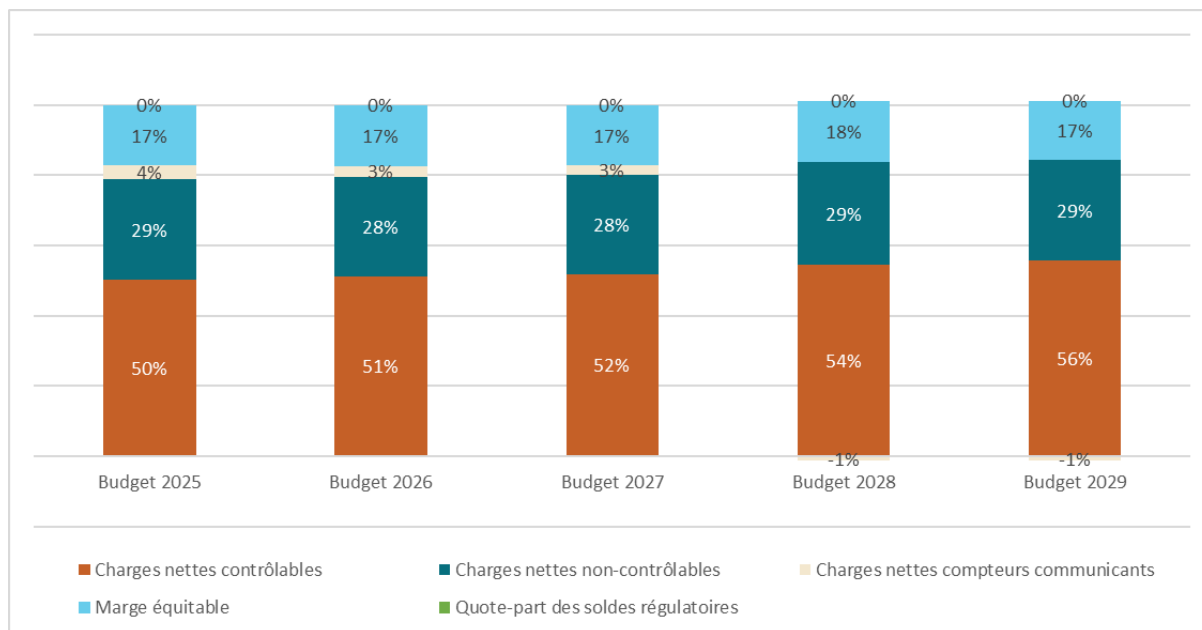
Il n'y a pas de quote-part des soldes réglementaires des années précédentes, ceux-ci étant totalement apuré au 31 décembre 2024, à l'exception de la créance tarifaire de 42.749,53 €² qui sera affectée ultérieurement lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025 ou des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 de l'AIEG ou dans le cadre d'un rapport ex post à venir.

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables	6.330.943	6.469.682	6.637.750	6.809.353	7.148.842
Charges nettes contrôlables autres	3.687.637	3.778.796	3.898.429	4.020.724	4.310.017
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	641.245	652.787	664.537	676.499	688.676
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	2.002.062	2.038.099	2.074.785	2.112.131	2.150.149
Charges et produits non-contrôlables	3.604.443	3.563.779	3.584.262	3.642.306	3.694.043
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	3.629.650	3.608.203	3.640.198	3.705.629	3.764.885
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues	225.412	229.469	233.600	237.804	242.085
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau	1.657.856	1.562.059	1.528.326	1.528.326	1.528.326
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
Redevance de voirie	675.727	687.890	700.272	712.877	725.709
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la	709.946	721.718	730.505	734.393	733.026
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers	0	0	0	0	0
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	360.709	407.066	447.495	492.228	535.739
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	-25.207	-44.423	-55.936	-63.323	-70.842
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	209.204	197.116	192.859	192.859	192.859
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de	44.489	44.489	44.489	44.489	44.489
Produits issus de la facturation de la fourniture de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de	-435.979	-443.107	-450.363	-457.749	-465.269
Charges d'achat des certificats verts	36.875	36.875	36.875	36.875	36.875
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
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	492.629	402.523	358.955	-149.509	-160.049
Charges nettes fixes	372.895	247.520	162.978	-297.854	-308.288
Charges nettes variables	119.734	155.004	195.977	148.345	148.240
Marge équitable	2.168.370	2.186.984	2.197.967	2.192.625	2.171.495
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	2.030.901	2.066.735	2.094.149	2.104.439	2.098.035
Marge équitable PV de réévaluation	135.263	118.102	101.750	86.205	71.467
Marge OSP	2.205	2.147	2.068	1.982	1.993
Quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés	0	0	0	0	0
Soldes réglementaires déjà affectés	0	0	0	0	0
TOTAL	12.596.384	12.622.969	12.778.934	12.494.775	12.854.331

² Décision référencée CD-24a30-CWaPE-0871 du 30 janvier 2024

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 l'AIEG et équivalent aux montants maximaux calculés selon la méthodologie tarifaire 2025-2029 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
Charges nettes contrôlables	6.330.943	6.469.682	6.637.750	6.809.353	7.148.842
Charges nettes contrôlables autres	3.687.637	3.778.796	3.898.429	4.020.724	4.310.017
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	641.245	652.787	664.537	676.499	688.676
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	2.002.062	2.038.099	2.074.785	2.112.131	2.150.149

2.2. Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (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 obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations. Ces montants sont calculés dans le tableau ci-dessous :

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

Charges nettes contrôlables autres - réalité 2019	3.022.751
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2019	-306.717
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2019	3.329.468
Charges nettes contrôlables hors OSP autres - réalité 2020	2.343.709
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2020	-35.000
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2020	2.378.709
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021	3.050.073
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2021	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2021	3.050.073
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2022	3.496.295
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2022	600.000
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2022	2.896.295
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	3.747.138
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2020 indexée jusque 2022	2.650.997
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021 indexée jusque 2022	3.332.266
Moyenne charges nettes contrôlables autres - réalité 2019 à 2022	3.156.674
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	3.472.335
Facteur individuel d'efficacité (Xi)	0,000%
Coûts additionnels de transition 2025	215.302
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	3.687.637
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,80%
Coûts additionnels de transition 2026	239.646
Coûts additionnels de transition 2026 indexés	243.960
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2026	3.778.796
Coûts additionnels de transition 2027	289.451
Coûts additionnels de transition 2027 indexés	299.965
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2027	3.898.429
Coûts additionnels de transition 2028	338.858
Coûts additionnels de transition 2028 indexés	357.488
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2028	4.020.724
Coûts additionnels de transition 2029	540.838
Coûts additionnels de transition 2029 indexés	580.842
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2029	4.310.017

2.2.2. Budget 2025-2029 CNC_{autres}

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

Le budget retenu par la CWaPE est donc le montant maximal autorisé, calculé selon la méthodologie tarifaire.

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	3.818.301	3.865.112	4.084.103	4.338.128	4.479.094
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres	3.687.637	3.778.796	3.898.429	4.020.724	4.310.017
Budget retenu	3.687.637	3.778.796	3.898.429	4.020.724	4.310.017

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	1.540.774
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020	1.657.995
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021	1.709.055
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2022	1.831.220
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	1.734.058
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020 indexées jusque 2022	1.847.784
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021 indexées jusque 2022	1.867.177
Moyenne charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019 à 2022	1.820.060
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	2.002.062
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	2.002.062
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2026	2.038.099
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2027	2.074.785
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2028	2.112.131
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2029	2.150.149

2.3.2. Budget 2025-2029 CNI

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

Le budget retenu par la CWaPE est donc le montant maximal autorisé, calculé selon la méthodologie tarifaire.

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

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD	2.099.779	2.152.173	2.221.481	2.288.075	2.231.665
Montant maximum des charges nettes relatives aux immobilisations	2.002.062	2.038.099	2.074.785	2.112.131	2.150.149
Budget retenu	2.002.062	2.038.099	2.074.785	2.112.131	2.150.149

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	449.259
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020	481.080
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021	535.226
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2022	705.291
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	505.617
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020 indexées jusqu'à 2022	536.149
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021 indexées jusqu'à 2022	584.746
Moyenne charges nettes contrôlables hors OSP - réalité 2019 à 2022	582.951
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	641.245
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	641.245
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2026	652.787
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2027	664.537
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2028	676.499
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2029	688.676

2.4.2. Budget 2025-2029 CNC_{OSP}

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

TABLEAU 9 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES OSP

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD	641.245	652.787	664.537	676.499	688.676
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP	641.245	652.787	664.537	676.499	688.676
Budget retenu	641.245	652.787	664.537	676.499	688.676

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 :

$$\text{CNNC} = [C_{\text{non contrôlables}} - P_{\text{non contrôlables}}]$$

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 l'AIEG est repris dans le tableau suivant :

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

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges et produits non-contrôlables	3.604.443	3.563.779	3.584.262	3.642.306	3.694.043
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	3.629.650	3.608.203	3.640.198	3.705.629	3.764.885
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	225.412	229.469	233.600	237.804	242.085
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	1.657.856	1.562.059	1.528.326	1.528.326	1.528.326
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
Redevance de voirie	675.727	687.890	700.272	712.877	725.709
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	709.946	721.718	730.505	734.393	733.026
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	0	0	0	0	0
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	360.709	407.066	447.495	492.228	535.739
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
Charges et produits non-contrôlables OSP	-25.207	-44.423	-55.936	-63.323	-70.842
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	209.204	197.116	192.859	192.859	192.859
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	44.489	44.489	44.489	44.489	44.489
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	-435.979	-443.107	-450.363	-457.749	-465.269
Charges d'achat des certificats verts	36.875	36.875	36.875	36.875	36.875
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

Les hypothèses sur lesquelles l'AIEG s'est basée 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 l'AIEG sont repris dans le tableau ci-dessous.

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

Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	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	192.664	176.668	168.680	216.635	225.950	234.085	238.298	242.587	246.954	251.399	255.924
Produits relatifs au transit entre GRD (signe négatif)	-36.141	-50.334	-52.387	-11.715	-12.219	-12.658	-12.886	-13.118	-13.354	-13.595	-13.839
Charges nettes relatives au transit	156.523	126.334	116.293	204.920	213.732	221.426	225.412	229.469	233.600	237.804	242.085

Les budgets des charges et produits de transit des années 2025 à 2029 ont été établis sur la base des hypothèses suivantes :

- 1) des volumes de transit entrant et sortant budgétés stables pour la période 2025-2029 et identiques à ceux de la dernière réalité rapportée, à savoir 2022 ;
- 2) un prix unitaire budgété 2025 équivalent au prix unitaire réel 2022 indexé selon les taux de l'indice santé 2023, 2024 et 2025 ;
- 3) un prix unitaire budgété pour la période 2026-2029 équivalent au prix unitaire 2025 budgété indexé annuellement.

Les indices santé utilisés par l'AIEG correspondent à ceux transmis par la CWaPE, à savoir :

- Le 6 juin 2023, le Bureau Fédéral du Plan a publié sur son site internet les prévisions de l'indice santé pour les années 2023 et 2024.
- Le 15 juin 2023, le Bureau Fédéral du Plan a publié les « perspectives économiques 2023-2028 » qui inclut les prévisions de l'indice santé jusque 2028³.

TABLEAU 12 VALEUR PREVISIONNELLE INDICE SANTE RETENUS PAR L'AIEG

Année	Valeur prévisionnelle indice santé
2023	4,3%
2024	3,6%
2025	1,8%
2026 - 2029	1,8%

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.

³ https://www.plan.be/uploaded/documents/202306150854550.FOR_MIDTERM_2328_STAT_12846_F.pdf

TABLEAU 13 CHARGES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

Coût d'achat pour la compensation des pertes sur le réseau	Réalité 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	195	377	283	267	261	261	261
26-1kV	139.948	90.777	96.424	117.023	167.001	322.266	242.431	228.422	223.490	223.490	223.490
Trans BT	60.722	6.587	3.918	4.755	7.532	14.534	10.934	10.302	10.079	10.079	10.079
BT	671.104	699.055	586.759	712.108	967.303	1.866.628	1.404.208	1.323.068	1.294.496	1.294.496	1.294.496
TOTAL	871.773	796.419	687.101	833.886	1.142.031	2.203.805	1.657.856	1.562.059	1.528.326	1.528.326	1.528.326

3.3.2.1. Volumes d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau

Les volumes d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau (tous niveau de tension confondus) budgétés au sein de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 14 VOLUMES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR LE COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

Volumes d'achat (MWh) pour la compensation des pertes sur le réseau	Réalité 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											
26-1kV											
Trans BT											
BT											
Total Volume	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Les hypothèses pour les volumes de pertes 2025-2029 sont identiques à celles utilisées pour la période 2024. Il a toutefois été tenu compte en complément d'un volume de pertes pour le niveau T-MT (2 MWh).

Les volumes de perte budgétés pour la période 2025-2029 sont stables pendant toute la période et correspondent aux derniers volumes de pertes rapportés dans le cadre de l'infeed 2022.

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 au sein de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 15 PRIX D'ACHAT ELECTRICITE POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

CONFIDENTIEL

Pour rappel, le marché relatif à l'achat d'électricité pour couvrir les pertes de l'AIEG est un marché conjoint au niveau d'AREWAL.

A la date d'analyse du dossier relatif à la demande de revenu autorisé 2025-2029, AREWAL ne disposait pas encore de marchés publics pour la couverture des pertes pour la période 2026-2029.

AREWAL vient de recevoir une offre pour son marché 2025 qui a été approuvée par son Conseil d'Administration. Il s'agit d'un marché à ordre, comme préconisé par la CWaPE. AREWAL vient de commencer à réaliser ses premiers clicks.

Le prix unitaire tous fournisseurs confondus de l'année **2025** s'élève à **CONFIDENTIEL** par MWh. Il a été déterminé sur la base du contrat d'achat d'électricité conclu pour l'année 2025 avec **CONFIDENTIEL** et des clicks opérés par AREWAL en janvier 2024.

AREWAL organise l'achat de fourniture d'électricité au travers d'un marché public divisé en 4 lots :

- Lot 1 Fourniture Eclairage Public ;
- Lot 2 Fourniture des Besoins Propres ;
- Lot 3 Fourniture des OSP ;
- Lot 4 Fourniture des pertes réseaux des trois gestionnaires de réseaux.

Le prix est composé d'une rémunération exprimée en euros, proportionnelle à l'énergie consommée dans le mois en question et égale à la somme arithmétique de l'énergie consommée dans les heures normales et les heures creuses. Les coûts de fourniture budgété est calculé à partir d'une combinaison des éléments suivants :

- **Cf** : coût de fourniture annuel en €.
- **Cj** : consommations heures pleines d'une année en MWh.
- **Cn** : consommations heures creuses d'une année en MWh.
- **Endex Cal** : Endex Cal est la cotation « OTC » pour baseload en €/MWh pour la période considérée, fixée par l'Endex Marché Belge. La publication en fin de journée j par Endex est valable pour toute la transaction en J. J est le jour de fixation d'une tranche de prix.
- **Belpex Average** : Prix moyen mensuel de toutes les heures du mois pour l'électricité négocié sur le Belpex DAM. Cet indice est déterminé chaque mois de l'année par la moyenne arithmétique des indices des prix horaires sur toutes les heures du mois de consommation.
- **A** : coefficient tarifaire des heures pleines (Endex).
- **A'** : coefficient tarifaire des heures pleines (Belpex).
- **C** : coefficient tarifaire des heures creuses (Endex).
- **C'** : coefficient tarifaire des heures creuses (Belpex).
- **B** : terme proportionnel en €/MWh (Endex).
- **B'** : terme proportionnel en €/MWh (Belpex).
- **D** : terme proportionnel en €/MWh (Endex).
- **D'** : terme proportionnel en €/MWh (Belpex)

Pour les années 2026 et 2027-2029, l'AIEG a appliqué les paramètres du contrat d'achat 2025 aux indices CAL 26 (année 2026) et CAL 27 (années 2027 à 2029) datés de mi-janvier 2024⁴.

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

Tout comme pour la période 2019-2023, l'AIEG a budgété pour la période 2025-2029 un volume de perte global incluant le volume de réconciliation.

Celui-ci sera introduit ex post en les déduisant du volume de perte global.

Selon l'AIEG, il est en effet très compliqué de déterminer un volume de réconciliation sur une période si étendue.

4

<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewjbvTe3c2EAXVJU6QEHehSAW0QFnoECA0QAw&url=https%3A%2F%2Fbusiness.engie.be%2Ffr%2Felectricite-gaz%2Fmarche-energie%2Fcours-du-jour%2F&usg=AOvVaw15eQiq8ZFvQsFAv0aONkEa&opi=89978449>

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	587.653	587.510	568.293	614.298	640.713	663.779	675.727	687.890	700.272	712.877	725.709

Le budget des charges relatives à la redevance de voirie de l'année 2025 a été établi sur la base de la redevance de voirie réelle 2022 indexée selon les taux de l'indice santé 2023, 2024 et 2025.

Les budgets des charges relatives à la redevance de voirie pour la période 2026-2029 égalent le budget relatif à la redevance de voirie 2025 budgété indexé annuellement.

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 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 17 CALCUL DES CHARGES FISCALES DES ANNEES 2025 A 2029

TAB3.5 : Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable

Intitulé		Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	(A)	2.168.370	2.186.984	2.197.967	2.192.625	2.171.495
Charges d'intérêts sur emprunt (signe positif)	(B)	147.048	130.495	115.267	98.413	81.541
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]	2.695.096	2.741.986	2.776.933	2.792.282	2.786.605
Charges fiscales de base	[I]-(A)-(B)	379.678	424.506	463.699	501.244	533.568
Dépenses non admises et non déductibles	(C) = Σ (1) à (8)	108.515	108.664	108.815	108.969	109.125
Amortissement de la Plus-value de réévaluation	(1)	100.265	100.265	100.265	100.265	100.265
Frais de restaurant	(2)	8.250	8.398	8.549	8.703	8.860
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	27.129	27.166	27.204	27.242	27.281
<i>Brutage ISOC sur dépenses non admises = Charges fiscales complémentaires sur DNA / (1-taux impôt)</i>	[II]	36.172	36.221	36.272	36.323	36.375
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)					
(13) = (10)-(11)-	(12)					
Fonds propres pour calcul des intérêts notionnels	(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]	2.731.267	2.778.207	2.813.205	2.828.605	2.822.980
Base imposable	V = [IV+(C)+(D)]	2.839.783	2.886.871	2.922.020	2.937.574	2.932.105
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales dues sur base imposable	CF= [V] x Taux impôt	709.946	721.718	730.505	734.393	733.026
Taux d'imposition effectif	CF/Bénéfice à déclarer	25,99%	25,98%	25,97%	25,96%	25,97%
Majoration de la marge bénéficiaire équitable nette	CF/(A)	32,74%	33,00%	33,24%	33,49%	33,76%

Les charges fiscales ont été calculées annuellement sur la base de la marge bénéficiaire estimée incluant les investissements liés au déploiement des compteurs communicants.

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

L'AIEG n'a pas budgété d'autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers.

Cette approche est en ligne avec l'absence de tels montants rapportés par le passé (réel).

3.3.7. Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL

Les cotisations de responsabilisation ONSSAPL des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 18 COTISATION DE RESPONSABILISATION ONSSAPL DES ANNEES 2019 A 2029

Montants en euro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Secteur électricité	170.351	171.074	162.555	267.726	216.584	321.245	360.709	407.066	447.495	492.228	535.739
Secteur gaz											
Autres secteurs non régulés											
Total	170.351	171.074	162.555	267.726	216.584	321.245	360.709	407.066	447.495	492.228	535.739

Bien que l'AIEG ait constaté des diminutions des cotisations de responsabilisation ces dernières années, à la suite de l'augmentation des charges patronales dans le cadre de l'augmentation du second pilier de pension des agents contractuels, l'AIEG a préféré opter pour une approche prudente pour la période 2025-2029.

L'AIEG a budgété les montants de la cotisation de responsabilisation conformément aux documents reçus par le SPF. En effet, les montants de cotisation de responsabilisation ne dépendent pas uniquement de la cotisation patronale d'assurance groupe mais essentiellement du nombre d'agents statutaires encore en vie. L'AIEG sait très difficilement tenir compte de cette variable.

Les cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL budgétées sont conformes aux documents reçus par le SPF. L'augmentation provient principalement d'une augmentation des cotisations de responsabilisations individuelles :

TABLEAU 19 COTISATION DE BASE (CB) ET DE RESPONSABILISATION (CR) DE 2021 A 2028⁵

Cotisations de base (CB) et de responsabilisation (CR) de 2021 à 2028 (cot. personnelles de 7,5 % incluses)			
	CB ex-pool 1 avant réduction/ après réduction	CB ex-pool 2, 3 et 4 et ZP	CR théorique
2021	41,5 % (38,5 %)	41,5 %	50 %
2022	43 % (40 %)	43 %	50 %
2023	44 % (41 %)	44 %	66 % ⁷
2024	45 % (42 % ⁸)	45 %	75 %
2025	45 ou 46 % ⁹	45 ou 46 % ?	78 ou 77 % ¹⁰
2026	45 ou 46 % ?	45 ou 46 % ?	81 ou 80 % ?
2027	45 ou 46 % ?	45 ou 46 % ?	84 ou 83 % ?
2028	45 ou 46 % ?	45 ou 46 % ?	86 ou 85 % ?

Source: Service fédéral des Pensions

3.3.8. Charges de pension non-capitalisées

L'AIEG n'a pas de charges de pension non-capitalisées.

⁵ https://www.uvcw.be/no_index/articles-pdf/download/7805.pdf

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 20 CHARGES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR L'ALIMENTATION DE 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	
Volume en MWh	Non Communiqué pour ne pas permettre le recalcul du prix d'achat											
Prix unitaire (€/MWh)	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Coûts d'achat	5.414,75	4.978,94	5.716,82	4.762,02	0,00	17.105,37	12.867,86	12.124,31	11.862,48	11.862,48	11.862,48	
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	
Volume en MWh	Non Communiqué pour ne pas permettre le recalcul du prix d'achat											
Prix unitaire (€/MWh)	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Coûts d'achat	82.617,67	75.968,13	87.226,66	72.658,47	0,00	260.992,14	196.336,54	184.991,53	180.996,56	180.996,56	180.996,56	
TOTAL												
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	
Volume en MWh	Non Communiqué pour ne pas permettre le recalcul du prix d'achat											
Prix unitaire (€/MWh)	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Coûts d'achat	88.032	80.947	92.943	77.420	0	278.098	209.204	197.116	192.859	192.859	192.859	

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 budgétés au sein de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 sont budgétés selon les hypothèses suivantes :

- Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière réalité rapportée (réel 2022) et sont stables pour la période 2025-2029 ;
- Pour les clients sous fournisseur X : les volumes budgétés correspondent à la dernière réalité rapportée (réel 2022) et sont stables pour la période 2025-2029.

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

Les hypothèses pour le prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD sont identiques à celles des pertes ((cf. point 3.3.2.2. de la présente annexe).

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 21 CHARGES DE DISTRIBUTION POUR L'ALIMENTATION DE 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
Volume en MWh	92	99	121	111	111	111	111	111	111	111	111
Tarif distribution moyen	66	59	63	67	67	67	67	67	67	67	67
Coûts de distribution	6.072,67	5.850,19	7.563,38	7.393,55	7.393,55	7.393,55	7.393,55	7.393,55	7.393,55	7.393,55	7.393,55
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
Volume en MWh	1.402	1.512	1.839	1.694	1.694	1.694	1.694	1.694	1.694	1.694	1.694
Tarif distribution moyen	66	59	63	67	67	67	67	67	67	67	67
Coûts de distribution	92.656,25	89.261,57	115.401,36	112.810,07	112.810,07	112.810,07	112.810,07	112.810,07	112.810,07	112.810,07	112.810,07
TOTAL											
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
Volume en MWh	1.494	1.611	1.959	1.805	1.805	1.805	1.805	1.805	1.805	1.805	1.805
Tarif distribution moyen	66	59	63	67	67	67	67	67	67	67	67
Coûts d'achat	98.729	95.112	122.965	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204	120.204

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 (cf. point 3.4.1.1. de la présente annexe).

Les prix unitaires de distribution budgétés correspondent à la dernière réalité rapportée (réel 2022).

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 2025 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 22 CHARGES DE TRANSPORT POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTELE DES ANNEES 2025 A 2029

Clients "fournisseur X"					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	111	111	111	111	111
Tarif transport moyen	25	25	25	25	25
Coûts de transport	2.736	2.736	2.736	2.736	2.736
Clients protégés					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	1.694	1.694	1.694	1.694	1.694
Tarif distribution moyen	25	25	25	25	25
Coûts de transport	41.753	41.753	41.753	41.753	41.753
TOTAL					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	1.805	1.805	1.805	1.805	1.805
Tarif distribution moyen	25	25	25	25	25
Coûts de transport	44.489	44.489	44.489	44.489	44.489

Lors de la proposition tarifaire 2019-2023, dans sa comptabilité générale, l'AIEG annulait les factures qu'elle adressait au fournisseur « AIEG – client social et AIEG fournisseur X » via une note de crédit ou une facture dans le cas où à la base, il s'agissait d'une note de crédit.

Les produits du timbre de l'AIEG (comptes 70) ne tenaient, par conséquent, pas compte du fournisseur AIEG, ce qui implique que l'on ne retrouvait pas ce coût dans les comptes 60.

L'AIEG ne pouvait donc pas ajouter ce coût car si tel était le cas, l'AIEG aurait tenu compte deux fois de cette charge.

Depuis lors, l'AIEG n'annule plus les factures qu'elle adresse au fournisseur « AIEG – client social et AIEG fournisseur X » via une note de crédit ou une facture dans le cas où à la base, il s'agissait d'une note de crédit.

En effet, la composante relative à la distribution de ces factures est enregistrée dans un compte 60. Il va en être de même pour la composante transport à partir de janvier 2024. L'AIEG budgétise donc des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD pour la période 2025-2029.

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 (cf. point 3.4.1.1. de la présente annexe).

Les prix unitaires de transport ont été définis sur la base des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport applicable du 1^{er} mars 2023 au 29 février 2024. Ces prix unitaires sont stables pour la période 2025-2029.

3.4.4. Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle 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 23 *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	Meilleure estimation	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Produits issus de la facturation (signe négatif)											
Volume en MWh											
Prix unitaire moyen hors régularisation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Régularisations et corrections (signes négatifs en cas de produits)											
Clients protégés											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation	Meilleure estimation	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Produits issus de la facturation (signe négatif)	-282.635	-311.992	-380.877	-359.982	-380.877	-380.877	-395.979	-403.107	-410.363	-417.749	-425.269
Volume en MWh	1.427	1.540	1.864	1.951	1.951	1.951	1.951	1.951	1.951	1.951	1.951
Prix unitaire moyen hors régularisation	-198,01	-202,65	-204,29	-184,50	-195,21	-195,21	-202,95	-206,60	-210,32	-214,10	-217,96
Régularisations et corrections (signes négatifs en cas de produits)											

Les volumes pris en considération pour la détermination des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution sont les suivants :

- Pas de volume pour les clients « fournisseur X » : hypothèse justifiée par un nombre historiquement très faible de clients sous fournisseur X.

Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière réalité rapportée (réel 2022) et sont stables pour la période 2025-2029.

Le prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution de l'année 2025 a été établi sur base du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution réel 2022 indexé selon les taux de l'indice santé 2023, 2024 et 2025.

Les prix unitaires moyens de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution pour la période 2026-2029 égalent le prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution 2025 budgété indexé annuellement.

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 24 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)	0	0	-80.406	-101.515			-40.000	-40.000	-40.000	-40.000	-40.000

Les budgets des années 2025 à 2029 sont stables et basés sur une moyenne des compensations réelles 2019 à 2022 corrigée des avances perçues pour les clients BIM.

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 reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 25 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	Meilleure estimation	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volumes fournis non-soumis au quota (MWh)											
Volumes fournis soumis au quota (MWh)	258	511	150	167	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442	1.442
Quota en %	100%	100%	100%	100%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
Volume à financer	258	511	150	167	567	567	567	567	567	567	567
Prix unitaire	66	66	67	65	65	65	65	65	65	65	65
Charges d'achat certificats verts	16.953	33.515	9.980	10.855	36.875	36.875	36.875	36.875	36.875	36.875	36.875

Les volumes ont été considérés comme stables par rapport à 2022. Ils ont été estimés sur la base du mail du SPW reçu en date 29 août 2023 relatif à la clôture du quota des CV 2022.

TABLEAU 26 CLOTURE QUOTA CV 2022 – DECOMPTE SPW

GRD	DATA_TRIM	VOL_SOU MIS_QNOM	PC_QNOM	QNOM	CV annulés dans la DB
AIEG	2022/T1	400,73	39,33	157,607	ok
AIEG	2022/T2	248,601	39,33	97,775	ok
AIEG	2022/T3	269,815	39,33	106,118	NOK
AIEG	2022/T4	523,27	39,33	205,802	NOK

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

4.1. Projet de déploiement des compteurs communicants électricité

4.1.1. Choix technologiques

À la suite de l'adoption du Décret « compteurs communicants » en juillet 2018 et de l'obligation décrétales qui en découle, l'AIEG, l'AIESH et le REW ont décidé de mettre en commun au sein d'Arewal les activités du déploiement de compteurs communicants relatives :

- aux marchés publics communs ;
- au support informatique ;
- au Project Management ; et
- à la gestion du Smart Prepayment.

Arewal est une structure commune fondée par les 3 GRDs wallons AIEG, REW, AIESH en 2015 qui a pour but la mise en place des projets communs tels que le développement de l'activité de comptage intelligent et de réseau intelligent.

Son activité consiste à centraliser l'ensemble des moyens informatiques communs aux 3 GRDs, de réaliser des marchés conjoints de toute nature et de prendre en charge la gestion des projets communs grâce à ses ressources internes propres.

Chaque gestionnaire de réseau sera quant à lui responsable de l'achat des compteurs communicants et de la gestion du déploiement de ceux-ci sur son réseau.

Dans un souci de ne pas être complètement dépendant d'un seul fournisseur, la solution retenue consiste en des compteurs électricité produits par les sociétés Iskraemeco, landis et Sagemcom.

Le marché passé par Arewal et attribué à la firme Iskra porte sur la fourniture de l'ensemble des équipements software et hardware nécessaire à la maîtrise de la chaîne Meter to Cash (M2C) comprenant la liaison avec les outils existants (ERP, SIG) et le marché (Clearing House, CMS Atrias, PPP, DIME) ainsi que la publication des informations vers l'utilisateur final.

Le marché attribué comprend deux lots.

Le premier lot concerne la fourniture de compteurs dits communicants et l'outil de récolte des données enregistrées dans le compteur (HES : Head End System / HES).

Le second lot comprend le solde de l'infrastructure M2C à mettre en place pour récolter, traiter, valider et échanger l'information reçue et envoyée vers le marché et le compteur.

La fourniture des compteurs sera attribuée pour une durée de 4 ans, mais le support des systèmes M2C doit couvrir toute la durée de vie du compteur, à savoir 15 ans.

Plus spécifiquement, le contrat conclu avec Iskraemeco pour lequel le compteur doit notamment répondre aux exigences suivantes :

- Conformité aux normes et interopérabilité IDIS (« Interoperable Device Interface Specification ») ;
- Mesure de l'énergie active suivant ToU (Time of Use) (jusqu'à 10 tarifs) ;

- Enregistrement de courbes de charge (durée jour/heure/30-15-5 à 1 min pour toutes les grandeurs mesurées, 4 sous-compteurs (gaz, eau, chaleur)) ;
- La programmation du compteur, ainsi que la mise à niveau Firmware, peuvent être effectuées localement (via le port optique) ou à distance, en conformité avec les niveaux de sécurité prédéfinis ;
- Dispositif de coupure interne ;
- Basculement en mode prépaiement :
 - o Gestion et affichage du solde validé venant du PPP Atrias une fois par jour ;
 - o Gestion et affichage du crédit de secours ;
- Le compteur doit permettre de couper ou de limiter l'énergie ou la puissance (jusqu'à 120 Amps) mise à disposition ou rendue au réseau par le biais d'un interrupteur contrôlable par le processeur du compteur. L'URD doit pouvoir être habilité à rétablir le compteur une fois coupé par des moyens locaux au moyen d'un bouton poussoir ou le GRD à distance ;
- Le compteur doit pouvoir fournir une indication sur la qualité de la fourniture en tension selon un intervalle programmable de 90 % à 110 % de la tension nominale de distribution et d'établir un reporting des anomalies constatées ;
- Communication :
 - o Port P1 pour l'envoi de données locales de mesure de base et de leur statut sur le système de comptage d'une manière simple et standardisée ;
 - o Port P3 communication pour la communication bidirectionnelle distant (interface P3) ;
 - o Interface M-Bus pour lire jusqu'à 4 autres compteurs (chaleur, gaz, eau) (interface P2) ;
 - o Communication RS 485 avec d'autres appareils de comptage (exclusif de nuit, production).

Le compteur doit permettre la possibilité de commander des appareils domestiques « intelligents » dans le cadre de « Demand Side Management », de la flexibilité, de la transition énergétique (enclenchement du chauffe-eau, de machine à laver, pompe à chaleur, production, recharge véhicule électrique...) et y incluant le cas échéant des seuils.

Pour cette fonctionnalité, toutes les commandes doivent être :

- Horodatées ;
- Munies d'une date et heure de « fin d'application » de la commande, de manière à ce que tous les compteurs ayant appliqué la commande puissent, avec certitude, retourner à l'état dans lequel ils étaient avant la commande.

La solution au niveau des ports de sortie « locaux » reprend les éléments suivants :

- La communication RS 485 permet la communication avec d'autres appareils de comptage (exclusif de nuit, production). Le bloc permet une connexion 2 ou 4 fils (pour la connexion série) et un commun.
- Le M-Bus est utilisé pour connecter des sous compteurs (Gaz, eau, chaleur) et d'autres appareils répondant à la norme M BUS. C'est un système de communication 2 fils qui fournit l'énergie aux appareils.
- Le module de communication P3 est de type pluggable. Il permet d'accueillir un module de communication 3G, 4G ou LTE, PLC 3G, Ethernet, Radio fréquence, NB-IoT (Narrowband IoT).
- Le module de communication P1 (RJ12) est un port communication uni directionnel sur lequel il est possible de connecter un appareil de type OSM (Other Service Module). Il est généralement utilisé pour connecter un home display. Il publie les données de consommation conforme aux fonctions IDIS en mode push.

Arewal n'a pas repris dans les fonctionnalités technologiques le port S1 destiné à fournir des données « brutes » à une application (CEMS) à une fréquence élevée.

Arewal a signé une convention avec Iskraemeco Benelux NV en novembre 2020 pour le marché de fourniture de compteurs communicants et d'une plateforme informatique permettant le traitement, la validation, la paramétrisation, et, la communication des données au marché et aux utilisateurs du réseau de distribution pour la période du 1^{er} décembre 2020 au 2 décembre 2024. Iskraemeco, en coopération avec Greenbird, propose le développement, la production et la livraison de compteurs communicants, d'un système HES (avec les fonctionnalités MDM incluses) et d'une solution M2C pour Arewal.

Iskraemeco a proposé à Arewal une offre pour l'installation sur site et l'installation à distance du système HES via leur partenaire Trustteam qui fournira soit l'infrastructure et le matériel informatique pour une installation sur site, soit une solution « cloud computing » avec deux centres situés à Courtrai, qui sont surveillés 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 et sécurisés par des pare-feux redondants haut de gamme. En cas d'installation sur site, l'installation et la maintenance annuelle sont incluses.

Iskraemeco et son partenaire Greenbird fourniront à Arewal Utilihive (système M2C), une plate-forme d'intégration de Big Data native dans le cloud ou un hub d'intégration numérique spécialement conçu pour l'utilitaire numérique proposé en tant que service géré. Utilihive est un utilitaire spécialement conçu pour les services publics qui se concentre sur l'intégration d'entreprise et la fourniture de données pour les (multi-)utilitaires :

- Intégrations d'utilitaires critiques telles que Meter-to-Cash ;
- Traitement en temps réel fiable et résilient de données volumineuses ;
- Gestion et fourniture de données énergétiques afin de favoriser l'innovation ouverte (exploitation intelligente du réseau, maintenance prédictive, prévision de charges...).

Arewal budgétise des coûts pour le suivi du marché public initié en 2020 qui permettront d'utiliser les applicatifs d'Iskraemeco et de faire l'update des différents logiciels et du cloud Google et AWS pour le Web portal client.

Le type de communication se fera en LTE-LTEM et NiOT. En effet la communication 4G est possible mais risque d'être inefficace dans le cadre de compteur en cave, ou à l'intérieur d'habitation. Les technologies LTE-LTEM et NiOT permettent une pénétration du signal beaucoup plus forte et par conséquent une sécurisation de transmission des données et des télé-opérations.

Dans le budget 2019-2023, AREWAL ne disposait pas de solution technique pour les zones blanches. Une solution est maintenant envisageable (accessoires pour les compteurs Iskraemeco : antenne coupler, antenne omnidirectionnelle et câblage) et est conforme à ce qui a été discuté par le passé. Cette solution est toujours en cours de test.

4.1.2. Stratégie de déploiement des compteurs communicants

Conformément à la demande de la CWaPE, le plan de déploiement des compteurs communicants a été conçu pour couvrir uniquement les segments prioritaires identifiés à l'article 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, en l'occurrence :

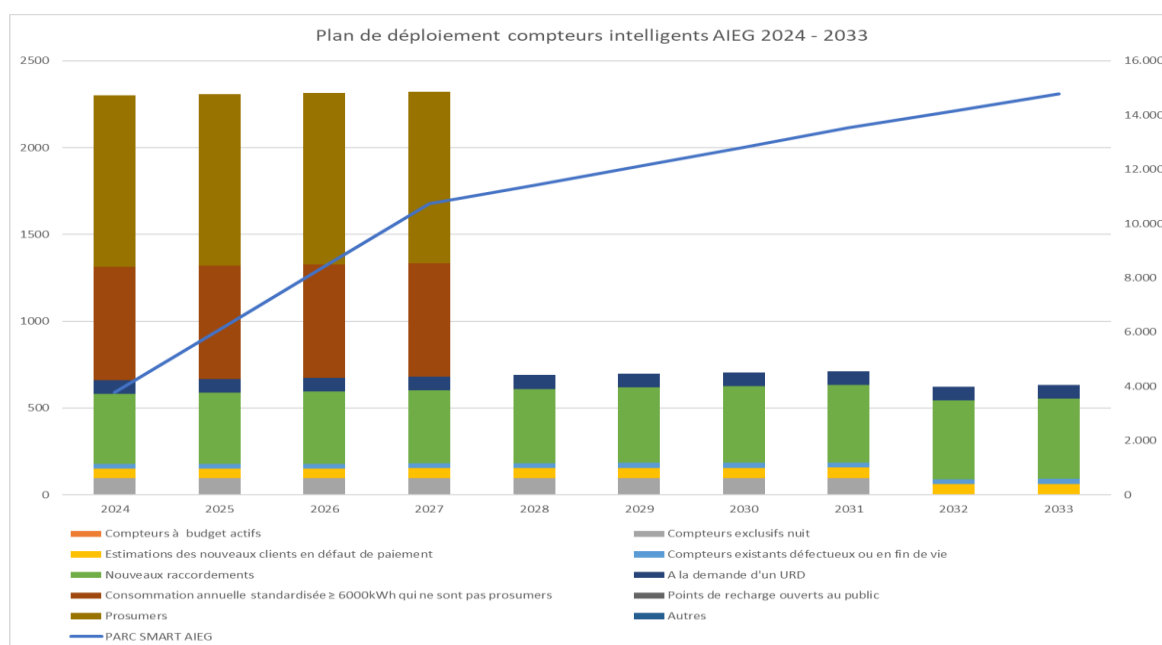
1. Segment URD compteur à budgets actifs/ URD en défaut de paiement :

- À l'initiative du GRD, remplacement de la totalité des compteurs à budget actifs au 31 décembre 2022 pour le 31 décembre 2023 ;
- Estimation de nouveau raccordement annuel équivalent 0,20 % du nombre d'EAN évolutif de l'AIEG, soit 575 compteurs pour la période 2024-2033.

2. **Segment nouveaux raccordements** : Placement de 4.314 compteurs communicants lors d'une demande de nouveau raccordement à partir du 1^{er} janvier 2024 jusqu'au 31 décembre 2033 (soit une estimation de nouveau raccordement annuel équivalent à 1,5 % du nombre d'EAN évolutif de l'AIEG).
3. **Segment remplacement compteurs (compteurs existants défectueux ou en fin de vie)** : Remplacement (2024-2033) de 1.062 compteurs classiques lorsqu'ils tombent en panne (soit l'ensemble des compteurs exclusifs nuit du parc AIEG au 31 décembre 2023 et une estimation que 0,10 % du nombre d'EAN évolutif de l'AIEG serait défectueux ou en fin de vie).
4. **Segment à la demande de l'URD** : Remplacement (2024-2033) de 794 compteurs à la demande des URD.
5. **Segment remplacement compteurs des URD dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 6.000 KWh** : Remplacement (2024-2027) de 2.609 compteurs concernés. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections de l'AIEG.
6. **Segment URD disposant d'une installation de production d'électricité** : Placement (2024-2027) de 3.946 compteurs compteur pour les URD disposant d'une installation de production d'électricité. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections de l'AIEG.
7. **Segment points de recharge ouverts au public** : Placement (2024-2027) de 4 compteurs concernés. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections de l'AIEG.

Le graphique ci-dessous illustre la stratégie de déploiement des compteurs communicants électricité de l'AIEG entre 2022 et 2050.

GRAPHIQUE 2 STRATEGIE DE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DE L'AIEG DE 2024 A 2033



En 2029, les compteurs communicants électricité devraient représenter 42 % du parc de compteurs électricité basse tension de l'AIEG.

4.1.3. Nombre de compteurs communicants

Pour les années 2025 à 2029, l'AIEG prévoit de placer 8.330 compteurs communicants électricité repris dans le tableau ci-dessous.

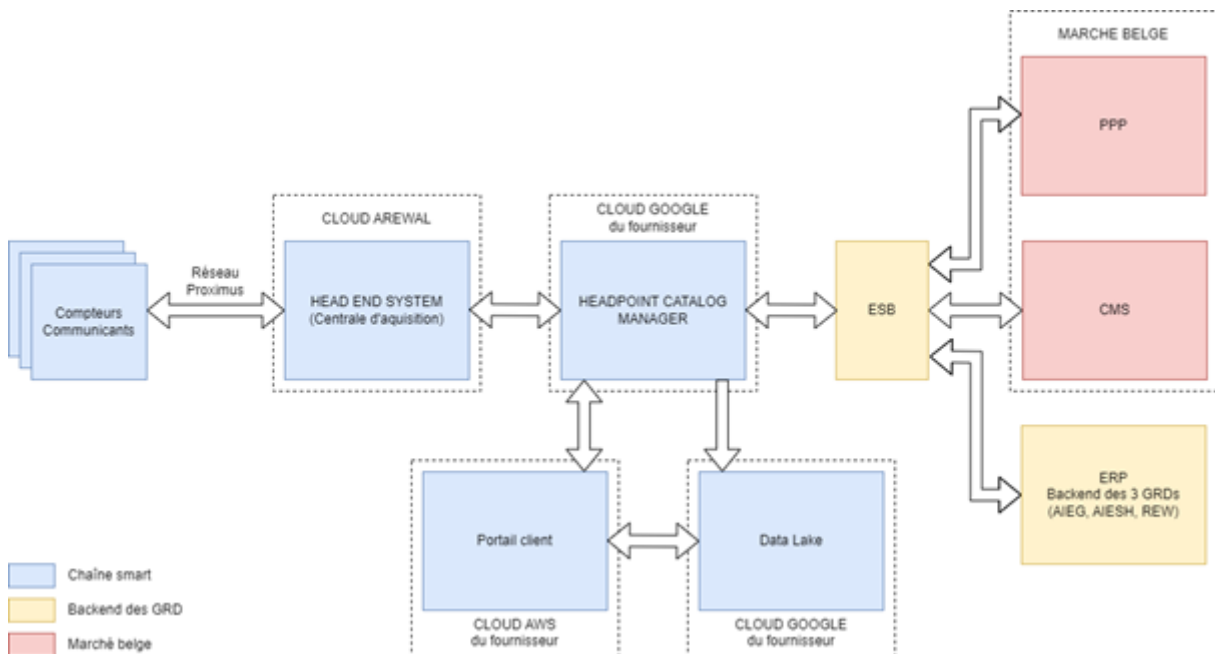
TABLEAU 27 NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Plan de déploiement AIEG	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2025-2029
Compteurs à budget actifs						0
Compteurs exclusifs nuit	97	97	97	97	97	484
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	55	55	56	57	58	281
Compteurs existants défectueux ou en fin de vie	27	28	28	29	29	141
Nouveaux raccordements	409	415	422	428	434	2.108
A la demande d'un URD	79	79	79	79	79	397
Consommation annuelle standardisée $\geq 6000\text{kWh}$ qui ne sont pas	652	652	652			1957
Points de recharge ouverts au public	1	1	1			3
Prosumers	987	987	987			2960
Autres						0
Nombre de compteur intelligents installés durant la période 2025-2029 :						8330

4.1.4. Architecture informatique

Le schéma suivant présente l'architecture IT prévu par l'AIEG.

GRAPHIQUE 3 ARCHITECTURE INFORMATIQUE



4.1.4.1. Installation et remplacement de compteur

Iskra propose via son application Utilihive de chez GreenBird un processus d'installation et de remplacement des compteurs, en collaboration avec le HES choisi et la solution ERP en place.

Le MDM doit être capable d'effectuer le lien entre l'installation technique du compteur (GIS), la collecte des données dans le HES et les masters data du compteur renseigné en ERP et le Headpoint catalogue Manager (HPCM).

Les processus proposés comprendront le moins de développements possible tout en répondant aux besoins.

Dans un premier temps le dialogue entre l'ERP (Haulogy) et la plateforme meter to cash a été fait par fichier .CSV. En effet, vu le faible volume de remplacement en début de projet il n'est pas nécessaire d'automatiser. À partir de fin Q2/2022 le fichier .CSV sera remplacé par de service web entre les différents composants.

Les choix des services activés sur un compteur via le « HPCM » doivent pouvoir être répercutés jusqu'au compteur.

Les modifications, telles que le régime du compteur R1/R3, les TOUs, doivent être :

- transmises au compteur quand elles sont susceptibles d'influencer la manière dont l'information est remontée du HES vers le MDM ;
- et/ou stockées dans le MDM quand elles sont susceptibles d'influencer la manière dont l'information est remontée du MDM vers ERP.

Le MDM doit être capable d'envoyer les messages de modification de service/comptage vers le HES et/ou de stocker les modifications dans le MDM. Ces instructions sont constituées principalement des messages suivants :

- Modification du régime du compteur R1/R3 ;
- (Re-)Connexion/coupure du compteur ;
- Activation/désactivation du prépaiement ;
- Correction des TMD en général.

Le MDM doit garder un historique des modifications effectuées.

4.1.4.2. Acquisition des données de mesure

Il doit être possible de lire les données de mesure à différentes fréquences, et pour différentes plages horaires. Les données de mesure sont utilisées à différentes fins : selon le régime (R1/R3), de manière 'billing relevant' ou pour information, à la demande ou à une fréquence donnée.

Les types de lecture suivants doivent être supportés (au minimum):

- Lectures périodiques (R1) des index (monthly/yearly) par TOU et par injection/prélèvement ;
- Lecture annuelle/mensuelle (R1), des index et des volumes, par injection/prélèvement ;
- Lecture journalière des courbes de charge (R3), des index et des volumes, par injection/prélèvement ;
- Lecture à la demande pour un groupe de compteurs ;
- Lecture déclenchée par scénario marché ;
- Power quality ;
- Relecture automatique à la suite de problème de communication ou problème compteur.

Le système doit supporter tous les types de lecture. Le type de communication se fera en LTE-LTEM et NiOT.

4.1.4.3. Stockage des données

Le MDM est le système maître par rapport aux données de mesure. Il doit être capable de les collecter rapidement du HES et les envoyer vers l'ERP pour le processus M2C ainsi que dans le Data Lake (stockage long terme, reporting etc.).

Le MDM va recevoir toutes les données de mesure de HES. Pour éviter que la base de données continue à grandir, certaines données doivent être archivées.

Le MDM doit être capable d'archiver des données en fonction des règles spécifiques par type de données. Par exemple :

- Index journaliers, qui ne sont pas communiqués vers ERP, sont archivés après 10 ans ;
- Intervalles quart horaires, qui ne sont pas communiqués vers ERP, sont archivés après 5 ans ;
- Volumes horaires (données PPP), qui ne sont pas communiqués vers ERP, sont archivés après 5 ans.

Les données archivées dans le data lake sont toujours exploitables et rapidement accessibles.

4.1.4.4. VEE

Le MDM doit effectuer la validation la plus complète sur la base des données dont il dispose, c'est la partie technique de la validation.

L'objectif est de répartir la validation entre le MDM et l'ERP en fonction des données présentes dans chaque système, de manière à limiter la nécessité de synchroniser des données entre l'ERP et le MDM à la seule fin de pouvoir faire la validation :

- Le MDM sera obligatoirement en charge des règles de validation qui utilisent des données dont il est à l'origine et qu'il doit de toute façon stocker dans sa base de données. Le MDM contrôle les données de mesure manquantes, ainsi que la cohérence sur la base des mesures précédentes.
- ERP est en charge des règles de validation qui se basent sur des données contractuelles et sur des données agrégées. Il contrôle la cohérence par rapport au contrat du point de raccordement. Ceci concerne de manière temporaire les règles de validation des données annuelles relevées manuellement ou communiquer au GRD durant la période de Roll Out.
- HPCM possède les règles et le lien entre mesure et valeur contractuelle.

L'interface entre le MDM et l'ERP doit être cohérente avec les règles de validation à effectuer dans chaque système (HPCM).

Il doit être possible de configurer de nouvelles règles de validation sur la base des données de mesure collectées.

Le MDM doit inclure des règles d'estimation adaptées aux données de mesure collectées.

Les données manquantes à la suite d'un problème de lecture, de collecte ou autre, sont complétées par le MDM, en s'appuyant sur les données disponibles :

- Index ¼ horaires (élec) ;
- Index journaliers ;
- Volumes calculés ;
- Historique.

Les règles d'estimation doivent tenir compte des particularités comme prosumers, maison vide, ... L'estimation doit avoir lieu de manière automatisée en fonction de la règle choisie par l'opérateur. Il doit être possible de corriger des valeurs mesurées / estimées manuellement de manière relativement conviviale.

Les valeurs obtenues du CMS pour Synthetic Production Profile (SPP) ex post et ex ante, Real Load Profile (RLP), Synthetic Load Profile (SLP), Climate Correction Factor (KCF) et Gross Calorific Value (GCV, PCS) doivent être utilisées pour valider / estimer les données. Utiliser ces données assure une exactitude plus juste pour les estimations et validations réalisées.

4.1.4.5. Echange de données

Le MDM doit être capable d'échanger les données de mesure, les données corrigées et certaines données des compteurs.

Liste non exhaustive :

- Index journaliers lus par le compteur ;
- Intervalles quart horaires lus par le compteur pour l'électricité ;
- Intervalles horaires lus par les autres compteurs connectés ;
- Plusieurs versions des valeurs mentionnées ci-dessus : version corrigées, rectifiées, estimées, validées ;
- Les données relatives aux compteurs ;
- Les données agrégées pour analyse. Ces données peuvent éventuellement être stockées dans la base de données séparée (Data Lake) pour un accès plus rapide.

Il est important que les échanges vers les différents systèmes puissent être priorisés en fonction des groupes de compteurs : Prépaiement actif, compteurs « R1 », compteurs « R3 », Compteurs ACC.

4.1.5. Hypothèses générales

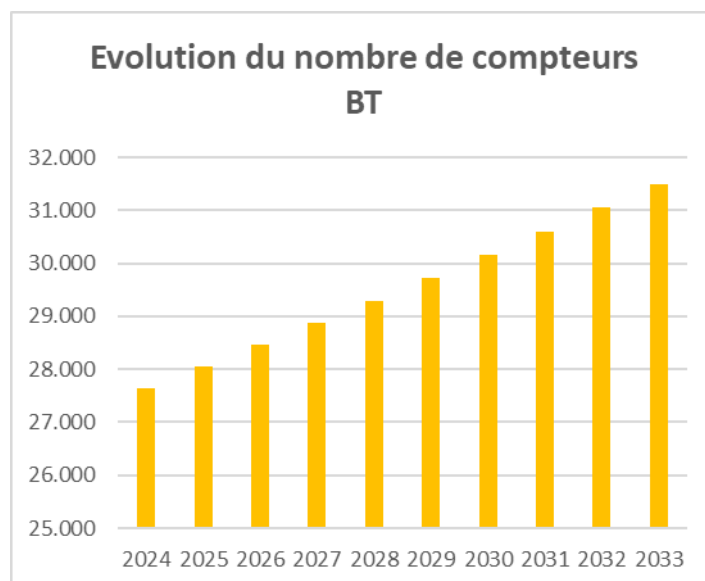
4.1.5.1. Parc de compteurs YMR et CàB

Les hypothèses et références utilisées pour le parc de compteurs électricité sont les suivantes :

TABLEAU 28 HYPOTHESES ET REFERENCES DU NOMBRE D'EAN

	Électricité
Nombre EAN BT 2024	26.873
Croissance annuelle	1,50 %
Nombre EAN Exclusif nuit	774 (stable)

GRAPHIQUE 4 EVOLUTION DU NOMBRE DE COMPTEURS BT



Les hypothèses et références utilisées pour le parc de compteurs à budget actifs sont les suivantes :

TABLEAU 29 HYPOTHESES ET REFERENCES DU NOMBRE DE COMPTEURS A BUDGET

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Compteurs à budget actifs	Totalité remplacée au 31/12/2023									
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	54	55	55	56	57	58	59	60	61	61

L'AIEG considère que la totalité de son parc de compteurs à budget actifs au 31 décembre 2022 (soit 667 compteurs à budget, c'est-à-dire le parc 'réel' au 31 décembre 2020 augmenté annuellement de 1,50 %) sera remplacé au 31.12.2023.

La seconde hypothèse de l'AIEG consiste en une évolution constante des compteurs à budget pour lequel un rechargement est opéré au cours de la période. L'AIEG estime que le nombre annuel de nouvelles demandes de poses de CàB actifs représente 0,20 % par an de son nombre total d'EAN.

Enfin, l'AIEG considère que le nombre d'activations (nombre de demandes sur des compteurs à budget à carte inactifs) est égal au nombre de désactivations sur compteurs à budget à carte actifs.

4.1.5.2. Prix de l'énergie

Le prix de l'énergie retenu par l'AIEG est forfaitaire et fixé à 120 € du MWh.

4.1.5.3. Prix de l'énergie pour valorisation des gains sur les pertes

Dans les hypothèses retenues pour la valorisation des gains sur les pertes administratives, l'AIEG considère un gain de 2 % sur les volumes des pertes estimées à 13.007.559 KWh et valorisées à 120 € du MWh.

4.1.5.4. Indexation

Afin de s'aligner avec le revenu autorisé 2025-2029, l'AIEG a décidé de rajouter un taux d'indexation sur le coût des compteurs communicants et sur le coût du personnel d'Arewal de 1,80 %.

Les autres composantes de la demande de budget spécifique n'ont pas été indexées mais tiennent compte des dernières données disponibles (soit contractuelles, soit sur la base des coûts horaires actuellement pratiqués)

4.1.5.5. Scénario de référence vs scénario de déploiement

En ce qui concerne les investissements travaux pose/remplacement de compteurs, lorsqu'il s'agit de passer des coûts complets liés au déploiement des compteurs communicants à l'impact net venant en plus des charges que l'AIEG supporte déjà (même sans déployer de compteurs communicants), l'AIEG réalise la différence entre le scénario dit de déploiement (comprenant des quantités de compteurs Business as usual et des quantités venant en plus du business as usual) et le scénario dit de référence (ne comprenant lui que des quantités business as usual).

Pour tous les autres coûts (Investissements IT, Equipe projet, OPEX) l'AIEG ne considère que les coûts nets induits par le projet de déploiement des comptages communicants et il n'y a donc pas de scénario de référence. L'AIEG prend l'hypothèse que ces dépenses n'auraient pas eu lieu si on n'avait pas fait le projet.

4.1.6. Coûts d'investissement réseau

Le tableau suivant reprend le nombre de compteurs communicants que l'AIEG prévoit de placer au cours des années 2025 à 2029.

TABLEAU 30 NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Plan de déploiement AIEG	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2025-2029
Compteurs à budget actifs	0						0
Compteurs exclusifs nuit	97	97	97	97	97	97	484
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	54	55	55	56	57	58	281
Compteurs existants défectueux ou en fin de vie	27	27	28	28	29	29	141
Nouveaux raccordements	403	409	415	422	428	434	2.108
A la demande d'un URD	79	79	79	79	79	79	397
Consommation annuelle standardisée ≥ 6000kWh qui ne sont pas	652	652	652	652			1957
Points de recharge ouverts au public	1	1	1	1			3
Prosumers	987	987	987	987			2960
Autres							0
NOMBRE DE COMPTEURS INTELLIGENTS INSTALLÉS/an - AIEG	2.300	2.307	2.314	2.322	690	697	
Smart déjà placé au 31/12/2023	1483						
PARC SMART AIEG	3.783	6.090	8.404	10.726	11.415	12.113	
PARC AIEG (évolutif)	26.873	27.276	27.685	28.101	28.522	28.950	
% du parc AIEG en smart	14,08%	22,33%	30,36%	38,17%	40,02%	41,84%	
	Nombre de compteurs intelligents installés durant la période 2025-2029 :						8330

Selon l'idée générale que les coûts indirects de l'AIEG sont déjà couverts par les coûts contrôlables du revenu autorisé, il ne peut pas être porté à charge des compteurs communicants hors BAU et décret la moindre quote-part de coûts indirects complémentaires. Dès lors, la CWaPE a mis en place deux prix unitaires distincts :

- Un prix unitaire BAU constitué de Coûts Directs et uniquement de Coûts Indirects
- Un prix unitaire hors BAU/décret constitué de Coûts Directs et uniquement de Surcoûts (coûts dépendant du volume de compteurs communicants Hors BAU/décret)

Les coûts unitaires de pose d'un compteur communicant ont été établis par l'AIEG selon les hypothèses suivantes :

TABLEAU 31 COUT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT BAU

CONFIDENTIEL

TABLEAU 32 COUT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT HORS BAU

CONFIDENTIEL

1. L'AIEG n'a pas tenu compte de frais indirects dans la détermination de ses coûts unitaires BAU.
2. L'AIEG a pris en compte les mêmes coûts directs pour la détermination des coûts unitaires BAU et Hors BAU. Ces coûts directs sont constitués de la main d'œuvre technique et de la main d'œuvre administrative. L'AIEG n'a pas budgété de surcoût.
3. Dans le cadre de la demande de budget relatif au déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a constaté une erreur de formule sur la détermination du prix unitaire hors BAU qui réfère à la version initiale. Cette erreur de formule implique un impact non significatif sur les budgets octroyés (inférieur à 25.000 € par an) et n'a donc pas été modifiée mais explique pourquoi le prix unitaire hors BAU est supérieur au prix BAU. **La CWaPE se réserve le droit de revoir ce point si l'AIEG sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**
4. Coûts du compteur : l'AIEG a calculé une moyenne du prix du marché du compteur monophasé et du compteur triphasé en prenant l'hypothèse que 34 % des compteurs communicants placés seront des compteurs monophasés et 66 % des compteurs triphasés. Cette répartition est basée d'une part sur la configuration du réseau de l'AIEG, et, d'autre part sur le nombre actuel de compteur/raccordement monophasé et triphasé du réseau.
5. Une carte SIM pour permettre la transmission des données de comptage est incluse dans les coûts unitaires.
6. Coûts de la main d'œuvre administrative : l'AIEG a pris l'hypothèse de 30 minutes de gestions administratives diverses par compteur. La CWaPE estime que l'AIEG devrait être en mesure de parvenir à terme à une durée de 15 minutes par compteur. **La CWaPE se réserve le droit de revoir ce point si l'AIEG sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**
7. Coûts de la main d'œuvre technique : l'AIEG a pris l'hypothèse d'un temps de pose moyen de 2h00 par compteur, y incluse la durée du déplacement, soit 4 compteurs par jour. La CWaPE estime que l'AIEG devrait être en mesure d'augmenter plus fortement sa productivité au fur et à mesure des années et d'ainsi réduire progressivement le temps de pose des compteurs communicants afin de parvenir à terme à une durée de 1h par compteur. **La CWaPE se réserve le droit de revoir ce point si l'AIEG sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**

8. Coût complémentaire lié aux Zones Blanches : l'AIEG a pris comme hypothèse 1 % de zone blanche sur son territoire et les accessoires pour compteurs Iskraemeco suivantes :

TABLEAU 33 COUT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT HORS BAU

Coût Complémentaire lié à la Zone Blanche	75,00
Coûts coupleur	4,50
Coût antenne Omnidirectionnelle	45,50
Coût antenne LL58 (5euros /m)	25,00

9. Le coût unitaire est ainsi défini pour 2023, il est indexé annuellement au taux de 1,8 % pour le reste de la période.

Le tableau suivant reprend les coûts unitaires de pose des compteurs communicants de 2023 à 2031.

TABLEAU 34 COUT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT

CONFIDENTIEL

La multiplication du nombre de compteurs par leur coût unitaire respectif, donne le montant des investissements réseau repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 35 INVESTISSEMENT BRUT COMPTEURS COMMUNICANTS

Plan de déploiement AIEG	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de compteurs BAU	Non publié (permet recalcul du CU)						
Coût unitaire moyen BAU	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Investissement	83.482,26 €	169.870,32 €	175.521,91 €	181.361,52 €	187.395,42 €	193.630,06 €	200.072,14 €
Nombre de compteurs HORS BAU	Non publié (permet recalcul du CU)						
Coût unitaire moyen HORS BAU	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL	CONFIDENTIEL
Investissement	374.012,41 €	704.103,44 €	716.777,30 €	729.679,30 €	742.813,52 €	73.360,97 €	74.681,47 €
						2025-2029	3.275.293,62 €

Des investissements bruts des compteurs communicants, l'AIEG déduit les interventions clients estimées sur les poses de compteurs communicants pour les nouveaux raccordements uniquement. L'AIEG a pris l'hypothèse qu'un montant de 247,6 € indexé sera facturé aux clients demandeurs. Le montant total des interventions clients sur la période 2025-2029 s'élève à 541.359 €.

Le montant des investissements nets après déduction des interventions clients s'élève quant à lui à 2.733.943 € sur la période 2025-2029.

TABLEAU 36 INVESTISSEMENT NET COMPTEURS COMMUNICANTS

	2025	2026	2027	2028	2029	2025-2029
INVESTISSEMENTS BRUTS						
Compteurs intelligents	892.299,21 €	911.040,82 €	930.208,94 €	266.991,04 €	274.753,61 €	3.275.293,62 €
INTERVENTIONS CLIENTS						
Interventions clients - clients demandeurs	- 101.303,11 €	- 104.673,46 €	- 108.155,95 €	- 111.754,30 €	- 115.472,36 €	- 541.359,19 €
INVESTISSEMENTS NETS						
Compteurs intelligents	790.996,10 €	806.367,35 €	822.052,99 €	155.236,74 €	159.281,24 €	2.733.934,43 €

4.1.7. Coûts IT

Les coûts informatiques couvrent les investissements et les coûts d'implémentation et d'infrastructures informatiques (nouveaux systèmes et adaptation de systèmes existants) nécessaires au déploiement et à la gestion du comptage intelligent. L'AIEG a défini les coûts IT en prenant les hypothèses suivantes :

- Les systèmes existants suivant nécessitent une adaptation :
 - Les logiciels de la chaîne meter to cash (Iskra/GreenBird) doivent s'intégrer avec le service Web d'Haulogy.
 - Les logiciels de la chaîne meter to cash (Iskra/GreenBird) doivent s'intégrer avec l'ERP Odoo afin de pouvoir dialoguer avec les processus marchés de la clearing house Atrias.
 - L'intégration Infra IT est la mise cohérence des différentes infrastructures de l'ERP, SEP2X d'Iskra chez Trusteam, Utilihive de GreenBird chez Google cloud et du portail client Ingestic chez AWS.
 - Les utilisateurs des GRD doivent effectuer des tests afin de valider le bon fonctionnement de la chaîne smart.
 - Gestion des données de comptage.
- De nouveaux systèmes informatiques devront également être implémentés :
 - Paramétrage et setting du système HES (centrale de télé-lecture Iskra).
 - Paramétrage et setting du MDM (centrale de validation Greenbird).
 - Paramétrage et setting du système du MDM (central de validation Utilihive GreenBird et cout des licences).
 - Optimisation du roll out grâce à la plateforme Utilihive de Greenbrid.
 - Le SSO permet d'avoir une gestion des users managements des utilisateurs internes au GRD mais aussi pour les clients sur la plateforme de mise à disposition des données clients ainsi que pour les clients sous compteur smart PPP.

A l'heure actuelle et pour répondre à l'exigence de respect de l'impact marginal prévu par la méthodologie tarifaire 2025-2029, l'AIEG n'a budgété que l'upgrade du système HES en tant que CAPEX. Les charges opérationnelles couvrent les autres éléments IT. **Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIEG n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**

Globalement, le déploiement opérationnel de chaque GRD au sein d'Arewal, à savoir l'AIEG, l'AIESH et le REW, repose sur de nombreux coûts mis en commun. Contrairement à la période 2019-2023⁶, ceux-ci sont répartis en fonction d'une clé unique, à savoir 60 % des coûts sont répartis à concurrence de 1/3 par GRD et 40 % des coûts sont répartis en fonction du prorata du nombre d'EAN évolutif d'un GRD par rapport au nombre total d'EAN évolutif pour les 3 GRD.

⁶ Deux clés de répartition étaient retenues, à savoir 1/3 par GRD pour les coûts fixes et au prorata du nombre de compteur de chaque GRD pour les coûts variables

TABLEAU 37 REPARTITION PAR GRD DES COÛTS VARIABLES COMMUNS POUR LA PERIODE 2025-2029

Clé sur base du prorata d'EAN	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIEG	27.276	27.685	28.101	28.522	28.950
Nombre d'EAN évolutif REW	19.184	19.472	19.764	20.060	20.361
Nombre d'EAN évolutif AIESH	21.585	21.909	22.238	22.571	22.910
Nombre d'EAN évolutif AREWAL	68.045	69.066	70.102	71.154	72.221
AIEG	40,09%	40,09%	40,09%	40,09%	40,09%
REW	28,19%	28,19%	28,19%	28,19%	28,19%
AIESH	31,72%	31,72%	31,72%	31,72%	31,72%
60 % des coûts répartis de manière équivalente par GRD (1/3)	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%
40 % des coûts répartis en fonction du nombre de compteurs de chaque GRD					
AIEG	16,03%	16,03%	16,03%	16,03%	16,03%
REW	11,28%	11,28%	11,28%	11,28%	11,28%
AIESH	12,69%	12,69%	12,69%	12,69%	12,69%
Clé de répartition unique	2025	2026	2027	2028	2029
AIEG	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%
REW	31,28%	31,28%	31,28%	31,28%	31,28%
AIESH	32,69%	32,69%	32,69%	32,69%	32,69%

TABLEAU 38 COÛTS D'INVESTISSEMENT IT POUR LA PERIODE 2025-2029

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Upgrade HES Symbiote	CF	CAPEX	IT	10%	14.355,82 €	14.355,82 €	14.355,82 €	15.556,49 €	15.556,49 €
Total des CAPEX IT					14.355,82 €	14.355,82 €	14.355,82 €	15.556,49 €	15.556,49 €

Les coûts CAPEX IT de la période 2025-2029 s'élèvent à **74.180 €**.

TABLEAU 39 OPEX IT POUR LA PERIODE 2025-2029

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Maintenance HES Symbiote	CF	OPEX	IT		38.421,28 €	38.421,28 €	38.421,28 €		
Maintenance Data Center (Hosting Trusteam)	CF	OPEX	IT		4.324,10 €	4.324,10 €	4.324,10 €		
Maintenance MDM+ HPCM	CF	OPEX	IT		56.831,47 €	56.831,47 €	56.831,47 €		
Maintenance Data Center hosting- google cloud + AWS : Lot 2MDM	CF	OPEX	IT		38.741,46 €	38.741,46 €	38.741,46 €		
Maintenance Upgrade Web Arewal	CF	OPEX	IT		5.252,52 €	5.252,52 €	5.252,52 €		
Maintenance site Web : évolutive/corrective	CF	OPEX	IT		4.340,00 €	4.340,00 €	4.340,00 €		
Communication Proximus	CF	OPEX	IT		14.615,22 €	20.169,61 €	25.741,94 €		
Backbone proximus Explore	CF	OPEX	IT		4.953,17 €	4.953,17 €	4.953,17 €		
Infra IT Proximus	CF	OPEX	IT		21.238,37 €	21.238,37 €	21.238,37 €		
Infra IT Trusteam data center	CF	OPEX	IT		1.530,73 €	1.530,73 €	1.530,73 €		
Hebergement site Web	CF	OPEX	IT		693,24 €	693,24 €	693,24 €		
SSO Smart	CF	OPEX	IT		3.675,48 €	3.675,48 €	3.675,48 €		
Gestion de projet Smart	CF	OPEX	IT		19.656,63 €	- €	- €		
Change management GRD (Empower yourself)	CF	OPEX	IT		41.421,26 €	20.710,63 €	- €		
Expertise et data model API et process Mig 6	CF	OPEX	IT		23.782,54 €	23.782,54 €	- €		
Architect IT	CF	OPEX	IT		23.422,20 €	11.711,10 €	11.711,10 €		
Support opérationnel : projet smart	CF	OPEX	IT		84.319,93 €	- €	- €		
Axe data BI Monitoring SMART	CF	OPEX	IT		28.106,64 €	- €	- €		
TEST COMPTEURS LABORELEC	CF	OPEX	IT		10.810,25 €	- €	- €		
Test UAT (40Jx2x910,10€)	CF	OPEX	IT		- €	28.570,76 €	- €		
Total des OPEX IT					426.136,49 €	284.946,46 €	217.454,86 €	0,00 €	0,00 €

Les coûts OPEX IT de la période 2025-2029 s'élèvent à **928.538 €**. Ces coûts sont concentrés sur les trois premières années de la période 2025-2029⁷. **La CWaPE se réserve le droit de revoir ce point si l'AIEG sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**

⁷ Pour rappel, l'AIEG projette de remplacer l'ensemble des catégories actuellement requises par le décret pour le 31 décembre 2027.

4.1.8. Coûts de télécom

Dans le cadre de la demande de budget 2019-2023, les coûts de télécom couvraient les charges opérationnelles nettes suivantes :

- La connexion fibre Proximus permet d’avoir une liaison entre les serveurs de data Proximus et les serveurs de data de chez Iskra dans le data center de chez Trusteams.
- Les coûts de setup de Proximus sont la mise à disposition du cockpit Proximus pour la gestion des cartes sim ainsi que les coûts de mise en service de l’APN de proximus pour Arewal.
- Backbone expore proximus reliant les 3 GRD afin d’avoir une haute disponibilité en cas d’indisponibilité d’une fibre vers le data center chez Trusteams.
- Les coûts de communication pour la transmission de données de comptage.

Pour la période 2025-2029, l’AIEG n’a plus budgété de coût de télécom probablement pour rester dans les budgets alloués dans le cadre de l’impact marginal. La CWaPE prend acte de cet élément.

4.1.9. Coûts équipe projet et équipe business

Durant la période 2019-2023, la stratégie retenue par AREWAL était que la gestion opérationnelle du projet de déploiement des compteurs communicants serait principalement opérée par des sous-traitants.

Aujourd’hui, le but d’AREWAL est d’engager 3 équivalents temps plein durant la période 2025-2029 afin de réduire les coûts de consultance. AREWAL prévoit d’engager :

- Mi-2025, un profil de Project Manager pour la gestion du projet de déploiement des compteurs communicants ;
- Mi-2025, un profil de Project Manager pour la gestion des analyses de Business Requirement ;
- Mi-2026, une personne pour assurer la mise en place d’un monitoring opérationnel et d’un reporting par l’exploitation des données au sein d’une architecture data.

A ces coûts s’ajoute le coût du personnel Arewal d’ores et déjà actif sur le projet, à savoir le coût estimé de 2 ETP travaillant exclusivement sur le SMART.

TABLEAU 40 OPEX IT POUR LA PERIODE 2025-2029

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts personnel Arewal 2 ETP	CF	OPEX	Non IT		85.974,84 €	85.974,84 €	85.974,84 €		
Coûts Personnel Arewal 1 ETP Support opérationnel	CF	OPEX	Non IT		42.987,42 €	42.987,42 €	42.987,42 €		
Coûts Personnel Arewal 1 ETP PM	CF	OPEX	Non IT		21.493,71 €	42.987,42 €	42.987,42 €		
Coûts personnel Arewal 1 ETP Data Management +Monitoring SMART	CF	OPEX	Non IT		- €	21.493,71 €	42.987,42 €		

Les coûts OPEX équipe projet et équipe business de la période 2025-2029 s’élèvent à **558.836 €**.

D’une part, ces coûts sont fixes par année et n’ont pas été indexés. D’autre part, l’AIEG ne budgétise plus aucun coût à partir de 2028⁸ probablement pour permettre de rentrer dans l’enveloppe autorisée par l’impact marginal. **Ces constatations n’ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l’AIEG n’aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l’impact marginal**

⁸ Pour rappel, l’AIEG projette de remplacer l’ensemble des catégories actuellement requises par le décret pour le 31 décembre 2027.

4.1.10. Coûts de communication

Les coûts de communication repris dans le budget relatif au déploiement des compteurs communicants incluent exclusivement des coûts de marketing et de communication (brochures, vidéo...) pour un montant fixe unique de 6.306 € en 2026.

L'AIEG prévoit notamment la mise à disposition de brochures explicatives lors de la mise en service du compteur communicant pour ses techniciens ainsi qu'une brochure explicative de l'utilisation du compteur pour l'URD.

4.1.11. Coûts de formation

L'AIEG n'a pas budgété de coûts de formation pour la période 2025-2029. **Ces constatations n'ont toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé dans la mesure où, même en cas de rectification, l'AIEG n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**

4.1.12. Autres couts

Les autres coûts budgétés par l'AIEG dans le cadre du déploiement des compteurs communicants concernent :

- Les Déchets d'Equipement Electrique et Electronique (DEEE) qui doivent être traités. Pour la période 2025-2029, l'AIEG a prévu un coût de 8 € par compteur, soit un total de 66.640 € pour la période 2025-2029 ;
- Des frais de timbre-poste destinés à couvrir les frais engagés pour les courriers envoyés pour un total de 9.067 € pour la période 2025-2029.

TABLEAU 41 COUT D'ENVOI DES COURRIERS (TIMBRE-POSTE)

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Frais de timbres	CF	OPEX	Non IT		3.012,72 €	3.022,30 €	3.032,03 €		

4.1.13. Bénéfices

Dans sa demande de budget spécifique pour le déploiement des compteurs communicants, l'AIEG a adopté une approche très optimiste en termes de bénéfices. A l'heure actuelle, l'AIEG considère que des bénéfices pourraient intervenir en cas de :

- Gestion des compteurs à budget (gestion et rechargement) : 100 % des coûts évités ;
- Changement de fournisseurs (Switch) ;
- Déménagements (Move in / Move Out) ;
- MOZA, EOC, Drop ;
- Diminution des pertes administratives ;
- Relève des compteurs : 30 % de coûts évités.

TABLEAU 42 RESUME DES BENEFICES POUR LE GRD

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Recette - Coûts gestion CàB	CF	OPEX	Non IT		- 42.892,77 €	- 43.664,84 €	- 44.450,80 €	- 45.250,92 €	- 46.065,43 €
Recette - Coûts rechargement CàB	CF	OPEX	Non IT		- 95.684,07 €	- 97.406,38 €	- 99.159,70 €	- 100.944,57 €	- 102.761,57 €
Recette - Relève de Compteurs	CF	OPEX	Non IT		- 43.918,73 €	- 60.609,68 €	- 77.354,54 €	- 82.327,77 €	- 87.356,24 €
Recette - Switchs	CF	OPEX	Non IT		- 15.518,76 €	- 21.479,84 €	- 27.009,02 €	- 28.320,65 €	- 29.606,45 €
Recette - Move-in	CF	OPEX	Non IT		- 5.216,41 €	- 7.220,15 €	- 9.078,70 €	- 9.519,59 €	- 9.951,79 €
Recette - Move out	CF	OPEX	Non IT		- 5.753,76 €	- 7.963,90 €	- 10.013,91 €	- 10.500,21 €	- 10.976,94 €
Recette - Moza	CF	OPEX	Non IT		- €	- €	- €	- €	- €
Recette - EOC/Drop	CF	OPEX	Non IT		- €	- €	- €	- €	- €
Recette - Moza + EOC + Drop	CF	OPEX	Non IT		- 12.490,55 €	- 17.288,43 €	- 21.738,69 €	- 22.794,39 €	- 23.829,28 €
Recette - Bilan énergie par cabine (pertes admin)	CF	OPEX	Non IT		- 6.969,74 €	- 9.646,96 €	- 12.130,21 €	- 12.719,29 €	- 13.296,76 €
Total des Recettes NON IT					-228.444,79 €	-265.280,18 €	-300.935,57 €	-312.377,39 €	-323.844,46 €

L'explication détaillée de ces recettes est présentée dans les points 4.1.13.1 à 4.1.13.6 ci-dessous.

Notons également que contrairement aux coûts, les recettes budgétées se prolongent au-delà de 2027 et permettent *de facto* de diminuer le budget global pour la période 2025-2029 et contribuent à plafonner le budget à l'impact marginal.

4.1.13.1. Bénéfices liés aux économies de gestion des compteurs à budget

Le remplacement des compteurs à budget actuels par des compteurs communicants devrait permettre de réduire les coûts à plusieurs niveaux. En effet, pour un client disposant d'un compteur communicant, le GRD devrait pouvoir activer ou désactiver à distance la fonction prépaiement sans devoir installer un nouveau compteur à budget spécifique ce qui réduirait les coûts opérationnels liés à la prise de rendez-vous, aux déplacements (utiles et inutiles), les coûts de gestion des rechargements par carte, les coûts de matériel (coût du compteur à budget) et les coûts de maintenance de l'outil informatique actuel de gestion du prépaiement (Talexus).

Toutefois, à moyen terme la migration des données dans les nouveaux systèmes et la gestion administrative des données (création du client, activation du portail d'accès au site Web...) engendrera également des coûts aux potentiels gains attendus. Par ailleurs, les procédures sont toujours identiques, la chaîne Talexus/carte de rechargement est remplacée par la plateforme Atrias PPP avec toujours une gestion manuelle du client, l'encodage de ses données personnelles dans le portail web, l'envoi (et renvoi éventuel en cas de perte) de ses codes d'accès pour le rechargement, le paiement des rechargements vers les fournisseurs, le contrôle des rechargements par fournisseurs, le contrôle des remboursements vers les fournisseurs etc...

L'AIEG, a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies de gestion des compteurs à budget :

- **Les coûts OSP/CàB – années de référence moyenne réel 2019 - réel 2022 :**

TABLEAU 43 COUTS OSP/CAB –REFERENCE MOYENNE R2019-R2022

	R2019	R2020	R2021	R2022	Moyenne R2019-2022
Gestion des CàB	39.154,56 €	31.985,08 €	35.153,37 €	37.855,50 €	36.037,13 €
Gestion des rechargements	64.629,73 €	67.714,16 €	118.595,72 €	70.171,94 €	80.277,89 €

- **L'impact du comptage intelligent sur les coûts de gestion des compteurs à budget :**

Globalement, Arewal estime que l'installation de nouveaux compteurs à budget ne nécessitera plus de déplacement contrairement aux hypothèses retenues pour le budget 2019-2023.

Par conséquent, il ne subsistera plus de coûts de gestion des compteurs à budget. L'AIEG a pris comme hypothèse que les recettes moyennes réelles 2019 à 2022 indexées annuellement selon les indices santé de la méthodologie tarifaire 2025-2029 constitueront les coûts évités pour la gestion des compteurs à budget (**222.325 €** pour la période 2025-2029).

TABLEAU 44 RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE GESTION DES CAB

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Recette - Coûts gestion CàB	CF	OPEX	Non IT		- 42.892,77 €	- 43.664,84 €	- 44.450,80 €	- 45.250,92 €	- 46.065,43 €

▪ **L'impact du comptage intelligent sur les coûts de rechargement des compteurs à budget :**

Globalement, Arewal estime que l'installation de nouveaux compteurs à budget ne nécessitera plus de déplacement contrairement aux hypothèses retenues pour le budget 2019-2023.

Par conséquent, il ne subsistera plus de coûts de rechargement des compteurs à budget. L'AIEG a pris comme hypothèse que les recettes moyennes réelles 2019 à 2022 indexées annuellement selon les indices santé de la méthodologie tarifaire 2025-2029 constitueront les coûts évités pour le rechargement des compteurs à budget (**495.956 €** pour la période 2025-2029).

TABLEAU 45 RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE RECHARGEMENT DES CAB

	CF/Cv	OPEX/CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Recette - Coûts rechargement CàB	CF	OPEX	Non IT		- 95.684,07 €	- 97.406,38 €	- 99.159,70 €	-100.944,57 €	-102.761,57 €

4.1.13.2. Bénéfices liés aux économies sur les MOZA/Drop/EOC

Les compteurs communicants devraient permettre de réduire le coût marginal des opérations de passage en EOC/MOZA pour l'AIEG. Le GRD a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies sur les coûts des MOZA/EOC :

▪ **L'impact du compteur communicant sur les opérations à distance (EOC/MOZA) :**

Les coûts spécifiques liés à des opérations nécessitant actuellement une intervention sur site et qui pourront à terme être réalisées à distance avec les compteurs communicants diminuent de manière proportionnelle à la réduction du parc de compteurs classiques.

▪ **Valorisation des bénéfices**

Les bénéfices liés aux opérations à distance (EOC, MOZA) ont été valorisés sur la base du coût unitaire réel 2019 et de 989 demandes de MOZA et EOC introduites et validées par le GRD⁹. Ce gain a ensuite été indexé annuellement et pro-ratisé au nombre de compteurs communicants déployés (**98.141 €** pour la période 2025-2029).

Les bénéfices pour les années 2025 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous :

⁹ Pas de mise à jour des données par rapport à la demande de budget 2019-2023

TABLEAU 46 RESUME DES BENEFICES RELATIFS AUX MOZA / EOC / DROP

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros 2025	
Moza + EOC + Drop	55%	102,85 €	989	55.946,39 €	
				2025	2026
Nombre d'EAN évolutif AIEG				27.276	27.685
PARC SMART AIEG				6.090	8.404
PARC non-smart AIEG				21.187	19.281
% du parc AIEG en smart				22,33%	30,36%
				2027	2028
				28.101	28.522
				10.726	11.415
				17.375	17.107
				38,17%	40,02%
				2029	
				23.829,28 €	
Moza + EOC + Drop : bénéfice	12.490,55 €	17.288,43 €	21.738,69 €	22.794,39 €	23.829,28 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.3. Bénéfices liés aux processus de marché

Le déploiement de compteurs communicants devrait permettre d'effectuer à distance et d'automatiser les processus d'interventions terrains à la suite des processus marché ou client hors EOC/MOZA. En cas de changement de fournisseurs, un courrier est envoyé au client. Celui-ci doit communiquer l'index via courrier et encodage manuel (ou estimation). Si celui-ci est une estimation, il y a un risque de rectification dans les semaines qui vont suivre.

Avec un Smart Meter, un courrier sera également envoyé, mais l'index sera lu directement à la date du changement de fournisseur (plus d'encodage, plus de rectification...).

L'AIEG estime que ce changement de procédure (Smart Meter, Mig 6) permettra de gagner environ 15% de temps par rapport aux procédures actuelles.

Le GRD a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux processus de marché :

TABLEAU 47 RESUME DES HYPOTHESE RELATIVES AUX BENEFICES DES PROCESSUS DE MARCHÉ

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios
Switchs	15%	54,60 €	6.856

Honoraires	AIEG
Heure ouvrier	47,95 €
Heure employé	53,83 €
Coût du déplacement	3,71 €
Coût d'un switch	54,60 €

- **L'impact du compteur communicant sur les processus marché**

Les coûts des petites interventions et qui pourront à terme être réalisées à distance avec les compteurs communicants diminuent de manière proportionnelle à la réduction du parc de compteurs classiques.

Les bénéfices pour les années 2025 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 48 RESUME DES BENEFICES RELATIF AUX PROCESSUS DE MARCHE

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros
Switchs	15%	67,59 €	6.856	69.510,03 €

Honoraires	AIEG
Heure ouvrier	47,95 €
Heure employé	53,83 €
Coût du déplacement	3,71 €
Coût d'un switch	54,60 €

	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIEG	27.276	27.685	28.101	28.522	28.950
PARC SMART AIEG	6.090	8.404	10.726	11.415	12.113
PARC non-smart AIEG	21.187	19.281	17.375	17.107	16.837
% du parc AIEG en smart	22,33%	30,36%	38,17%	40,02%	41,84%

Switch : bénéfice	15.518,76 €	21.479,84 €	27.009,02 €	28.320,65 €	29.606,45 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.4. Bénéfices liés aux Move-in et Move-out

L'AIEG considère que seuls les « move-in » qui concernent des nouveaux raccordements nécessiteront un déplacement. Tous les autres permettront une économie de coûts puisque ce processus pourra se faire à distance.

Les Move-in concernant les nouvelles installations nécessiteront toujours le passage d'un agent. En effet, le contact GRD/URD doit se faire afin de réaliser la mise en service dans de bonnes conditions de sécurité. Le Move-in « smart » sur un point scellé nécessitera également le passage d'un agent chez l'URD.

L'AIEG estime que ce changement de procédure permettra de gagner environ 25 % de temps par rapport aux procédures actuelles.

En ce qui concerne les Move-out, c'est le processus qui sera le plus impacté puisque les compteurs pourront être coupés à distance. Par principe de prudence, une marge de 50 % est prise pour couvrir les cas où une intervention sur place est nécessaire (télé-opération ne passe pas).

L'AIEG estime que ce changement de procédure permettra de gagner environ 50 % de temps par rapport aux procédures actuelles.

Le GRD a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux processus de marché :

- Un prix unitaire de 119,64 € correspondant aux tarifs non périodiques 2019 de l'AIEG ;
- 631 Move-in et 348 Move-out.

- **L'impact du compteur communicant sur les processus marché**

Les coûts des petites interventions et qui pourront à terme être réalisées à distance avec les compteurs communicants diminuent de manière proportionnelle à la réduction du parc de compteurs classiques.

Les bénéfices pour les années 2025 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 49 RESUME DES BENEFICES RELATIF AUX MOVE-IN ET MOVE-OUT

	% Gain	AIEG		
		Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros
Move-in	25%	148,11 €	631	23.364,82 €
Move out	50%	148,11 €	348	25.771,65 €
Total gain en €				49.136,47 €

	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIEG	27.276	27.685	28.101	28.522	28.950
PARC SMART AIEG	6.090	8.404	10.726	11.415	12.113
PARC non-smart AIEG	21.187	19.281	17.375	17.107	16.837
% du parc AIEG en smart	22,33%	30,36%	38,17%	40,02%	41,84%

Move-in / Move-out : bénéfice	10.970,18 €	15.184,05 €	19.092,61 €	20.019,80 €	20.928,73 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.5. Bénéfices liés à la réduction des pertes administratives

Les pertes administratives et les fraudes constituent ensemble ce que l'on appelle généralement les pertes non techniques :

- Les pertes administratives : correspondent à des volumes d'énergie non facturés à la suite d'erreurs administratives (compteurs non enregistrés dans les bases de données GRD, index erronés, ...).
- Les fraudes : correspondent à des interventions du client sur le point de comptage ou le branchement pour consommer sans que le volume d'énergie ne soit enregistré par le compteur et donc facturé.

La réduction des pertes non techniques relève de la mission générale des gestionnaires de réseaux de distribution.

Le déploiement du comptage intelligent pourrait apporter une contribution notable à la réduction des pertes administratives par les biais suivants :

- La facilitation des relevés nécessaires à des opérations spécifiques de marché (ex. : déménagement) et la possibilité d'effectuer à distance la mise en service ou la résiliation de l'accès permettent d'envisager de limiter la consommation en cas d'absence de contrat de fourniture ;
- Le remplacement systématique des compteurs électromécaniques entraîne la disparition de la sous-estimation de leurs index liée à leur vieillissement ;
- L'augmentation de la fréquence des relevés permet une détection plus rapide de la défaillance du compteur et, par conséquent, une diminution du volume d'énergie à corriger ;
- Une campagne de remplacement des compteurs fournit l'opportunité de détecter et de réintégrer des points de consommation absents des bases de données des GRD.

L'AIEG a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés à la réduction des pertes administratives : 2 % du volume des pertes valorisé à 120 € du MWh, soit 31.218,14 € pondéré en fonction du poids des compteurs communicant dans le parc de compteur de l'AIEG, soit :

TABLEAU 50 RESUME DES BENEFICES RELATIF PERTES ADMINISTRATIVES

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros
Bilan énergie par cabine (pertes admin)	2%	0,12 €	13.007.559	31.218,14 €

	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif AIEG	27.276	27.685	28.101	28.522	28.950
PARC SMART AIEG	6.090	8.404	10.726	11.415	12.113
PARC non-smart AIEG	21.187	19.281	17.375	17.107	16.837
% du parc AIEG en smart	22,33%	30,36%	38,17%	40,02%	41,84%
Pertes administratives : bénéfice	6.969,74 €	9.646,96 €	12.130,21 €	12.719,29 €	13.296,76 €
Indexation		1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.1.13.6. Bénéfices liés aux économies de relève manuelle et de validation des index

Le déploiement de compteurs communicants devrait permettre d'effectuer à distance et d'automatiser les processus de relevé des index. Les gains opérationnels pour l'AIEG couvrent à la fois les opérations de relevé périodique et non périodique ou à la demande (MROD).

En ce qui concerne le travail des équipes de relève, l'AIEG n'a pas considéré à ce stade ni d'impact impliquant un surcôt ni une possibilité de diminuer les coûts de fonctionnement des équipes de relève.

L'AIEG a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies de relève :

- Les gains qui concernent la relève de compteurs seront effectifs seulement lorsque 30% du parc sera en Smart Meter ;
- Diminution proportionnelle des coûts en fonction du nombre de compteurs communicants posés ;
- L'obligation légale d'aller vérifier le compteur sur place tous les ans implique qu'au maximum 67 % des coûts de relève pourront être 'économisés' ;
- Les coûts initiaux estimés et servant de base à la valorisation des bénéfices reposent sur les tarifs périodiques 2018 indexés et 25.632 compteurs.

Le déploiement segmenté des compteurs communicants ne permet pas de maximiser les gains de relève étant donné la perte d'efficacité liée à la déstructuration des tournées (introduction d'un seuil minimal de saturation à atteindre avant de pouvoir comptabiliser des bénéfices).

TABLEAU 51 RESUME DES BENEFICES RELATIF A LA RELEVÉ DES COMPTEURS

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Gains en euros
Relève de compteurs	30%	24,04 €	7,21 €

	2025	2026	2027	2028	2029
PARC SMART AIEG	6.090	8.404	10.726	11.415	12.113
Pertes administratives : bénéfice	43.918,73 €	60.609,68 €	77.354,54 €	82.327,77 €	87.356,54 €

4.1.14. Résumé chiffré

Le tableau suivant présente une vue globale :

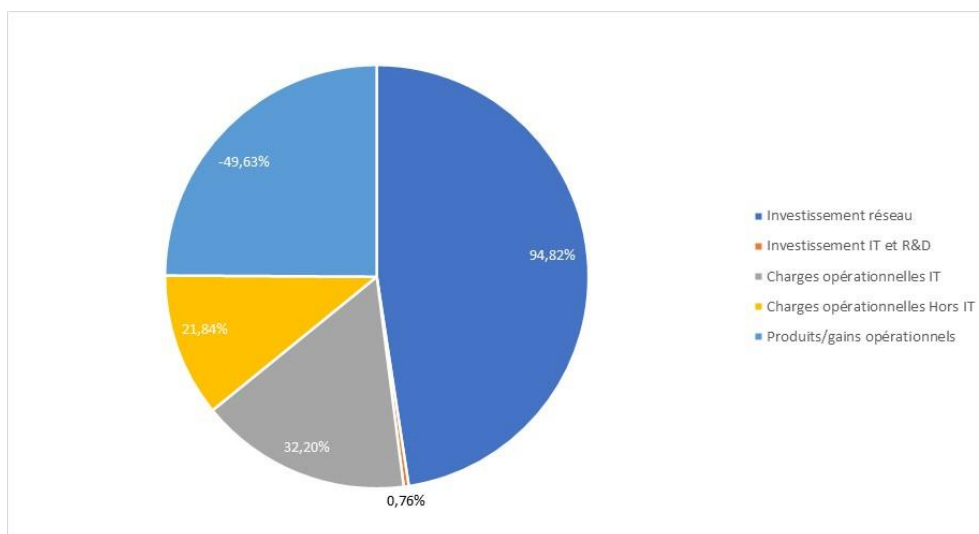
- des montants **investis** par l'AIEG dans les compteurs communicants (montant d'acquisition brute déduction faite des interventions tiers) ;
- des montants **investis** par l'AIEG dans l'informatique et la recherche et le développement (montant d'acquisition brute) ; et
- des **charges opérationnelles** pour le déploiement des compteurs communicants.

TABLEAU 52 SYNTHÈSE DES DEPENSES LIEES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
INVESTISSEMENTS	801.001,64	806.367,35	822.052,99	167.243,39	159.281,24
INVESTISSEMENT RESEAU	790.996,10	806.367,35	822.052,99	155.236,74	159.281,24
Compteurs communicants sans prépaiement	790.996,10	806.367,35	822.052,99	155.236,74	159.281,24
INVESTISSEMENT IT	10.005,54	0,00	0,00	12.006,65	0,00
Upgrade HES Symbiote	10.006	0	0	12.007	0
INVESTISSEMENT R&D	0	0	0	0	0
CHARGES OPERATIONNELLES	369.616,10	240.952,59	153.062,86	-312.377,39	-323.844,76
OPEX IT	426.136,50	284.946,47	217.454,86	0,00	0,00
Maintenance HES Symbiote	38.421,28	38.421,28	38.421,28		
Maintenance Data Center (Hosting Trusteam)	4.324,10	4.324,10	4.324,10		
Maintenance MDM+ HPCM	56.831,47	56.831,47	56.831,47		
Maintenance Data Center hosting- google cloud + AWS : Lot 2MDM	38.741,46	38.741,46	38.741,46		
Maintenance Upgrade Web Arewal	5.252,52	5.252,52	5.252,52		
Maintenance site Web : évolutive/corrective	4.340,00	4.340,00	4.340,00		
Communication Proximus	14.615,22	20.169,61	25.741,94		
Backbone proximus Explore	4.953,17	4.953,17	4.953,17		
Infra IT Proximus	21.238,37	21.238,37	21.238,37		
Infra IT Trusteams data center	1.530,73	1.530,73	1.530,73		
Hebergement site Web	693,24	693,24	693,24		
SSO Smart	3.675,48	3.675,48	3.675,48		
Gestion de projet Smart	19.656,63	0,00	0,00		
Change management GRD (Empower yourself)	41.421,26	20.710,63	0,00		
Expertise et data model API et process Mig 6	23.782,54	23.782,54	0,00		
Architect IT	23.422,20	11.711,10	11.711,10		
Support opérationnel : projet smart	84.319,93	0,00	0,00		
Axe data BI Monitoring SMART	28.106,64	0,00	0,00		
TEST COMPTEURS LABORELEC	10.810,25	0,00	0,00		
Test UAT (40Jx2x910,10€)	0,00	28.570,76	0,00		
OPEX HORS IT	-56.520,40	-43.993,88	-64.392,01	-312.377,39	-323.844,76
Coûts de marketing et communication (Brochures / vidéos/...)	0,00	6.305,98	0,00		
Coûts de gestion des déchets (8€/compteur)	18.455,72	18.514,64	18.574,44		
Frais de timbres	3.012,72	3.022,30	3.032,03		
Coûts personnel Arewal 2 ETP	85.974,84	85.974,84	85.974,84		
Coûts Personnel Arewal 1 ETP Support opérationnel	42.987,42	42.987,42	42.987,42		
Coûts Personnel Arewal 1 ETP PM	21.493,71	42.987,42	42.987,42		
Coûts personnel Arewal 1 ETP Data Management +Monitoring SMART	0,00	21.493,71	42.987,42		
Coûts gestion CàB	-42.892,77	-43.664,84	-44.450,80	-45.250,92	-46.065,43
Coûts rechargement CàB	-95.684,07	-97.406,38	-99.159,70	-100.944,57	-102.761,57
Recettes	-45.949,23	-63.599,28	-79.970,53	-83.854,13	-87.661,21
Relève de Compteurs	-43.918,73	-60.609,68	-77.354,54	-82.327,77	-87.356,54
TOTAL	1.170.617,74	1.047.319,94	975.115,85	-145.134,00	-164.563,52

Les investissements réseau représentent 95 % des coûts totaux au cours de la période 2025-2029. Les investissements IT et R&D représentent 1 %. Les charges opérationnelles (hors charges d'amortissement) IT représentent 32 %. Les charges opérationnelles (hors charges d'amortissement) hors IT représentent 22 %. Les gains et produits opérationnels représentent – 50 %.

GRAPHIQUE 5 REPARTITION DES DEPENSES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS



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

Sur la base des montants d'investissements réseau, IT et R&D, des interventions tiers budgétées et des taux d'amortissement définis par la méthodologie tarifaire, le gestionnaire de réseau de distribution 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.

De ces éléments sont déduits :

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

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

TABLEAU 53 CALCUL DES CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS CORPORELLES RÉSEAU

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
COMPTEURS SMART					
Investissements bruts	892.299	911.041	930.209	266.991	274.754
Interventions clients (signe négatif)	-101.303	-104.673	-108.156	-111.754	-115.472
Investissements nets	790.996	806.367	822.053	155.237	159.281
Taux d'amortissement	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Charge annuelle d'amortissement compteurs smart	52.733	53.758	54.804	10.349	10.619
Charge cumulée d'amortissement compteurs smart	94.125	147.371	201.652	234.228	244.712
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	86.164	76.731	66.830	63.550	60.356
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	86.163,71	76.731,27	66.829,61	63.550,13	60.355,70
Charge cumulée d'amortissement CàB	24.441	18.240	16.630	11.371	8.021
Charge cumulée d'amortissement compteurs CàB	24.440,96	18.240,44	16.630,11	11.370,72	8.020,56
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT intégrées dans RA	111.725,47	113.736,53	115.783,79	117.867,89	119.989,52
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	24,26	24,70	25,15	25,60	26,06
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	49.532,30	50.423,88	51.331,51	52.255,48	53.196,07
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	43.448	78.158	117.971	139.000	139.876
Charges de désaffectations compteurs BT	88.225,38	89.000,09	90.379,37	21.940,92	21.185,30
Charges de désaffectation des compteurs BT classiques	88.225,38	89.000,09	90.379,37	21.940,92	21.185,30
Charges de désaffectations CàB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charges de désaffectation des compteurs CàB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charges de désaffectations compteurs smart	0	0	0	0	0
Charges de désaffectation des compteurs smart					
Charges de désaffectations compteurs BT déjà intégrées dans RA	8.066,09	8.211,28	8.359,09	8.509,55	8.662,72
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	3.873,02	3.942,74	4.013,70	4.085,95	4.159,50
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	76.286	76.846	78.007	9.345	8.363
Total CNI additionnels compteurs	119.734	155.004	195.977	148.345	148.240

4.2.2. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT

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

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

De ces éléments sont déduits :

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

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

TABLEAU 54 CALCUL DES CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS INCORPORELLES IT

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
INVESTISSEMENTS IT					
Investissements nets	10.006	0	0	12.007	0
Taux d'amortissement	10%	10%	10%	10%	10%
Charge annuelle d'amortissement investissement IT	1.001	0	0	1.201	0
Charge cumulée d'amortissement investissement IT	14.356	14.356	14.356	15.556	15.556
Charges d'amortissement investissement IT smart déjà intégrées dans le RA	0	0	0	0	0
Charge cumulée amo investissement IT					
Charges amo investissements IT déduites des coûts contrôlables					
Charge cumulée nette amo investissements IT					
Charge cumulée nette indexée amo investissements IT					
Charges d'amortissement IT additionnelles	14.356	14.356	14.356	15.556	15.556
Charges de désaffectations investissements IT smart					
Charges de désaffectations investissements IT smart déjà intégrées dans le RA	0	0	0	0	0
Charges de désaffectation des investissements IT smart					
Charges de désaffectation des invest IT smart déduites des coûts contrôlables					
Charges de désaffectation cumulées invest IT smart nettes					
Charges de désaffectation cumulées indexées invest ITnettes					
Charges de désaffectations IT additionnelles	0	0	0	0	0
CNI IT additionnelles	14.356	14.356	14.356	15.556	15.556

4.3. Synthèse des budgets liés au déploiement des compteurs communicants

Le tableau suivant reprend l'ensemble des charges et produits relatifs au déploiement des compteurs communicants pour les années 2025-2029.

TABLEAU 55 CHARGES ET PRODUIT RELATIFS AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNEES 2025-2029

	B 2025	B 2026	B 2027	B 2028	B 2029
CNI réseau additionnelles	119.734	155.004	195.977	148.345	148.240
CNI IT additionnelles	14.356	14.356	14.356	15.556	15.556
Charges opérationnelles IT	426.136	284.946	217.455	0	0
Charges opérationnelles hors IT	171.924	221.286	236.544	0	0
Charges opérationnelles Atrias	0	0	0	0	0
Produits/Gains OPEX MOZA/EOC/switch/Drop...	-45.949	-63.599	-79.971	-83.854	-87.661
Produits/Gains OPEX compteurs à budget	-138.577	-141.071	-143.610	-146.195	-148.827
Produits/Gains relève périodique et non périodiques	-43.919	-60.610	-77.355	-82.328	-87.357
Réduction de coût => impact marginal	-11.077	-7.789	-4.441	-1.033	
TOTAL CHARGES PROJET COMPTEURS COMMUNICANTS	492.629	402.523	358.955	-149.509	-160.049

4.4. 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.

L'impact marginal d'entend par année ou au total de la période tarifaire¹⁰. L'impact marginal pour l'AIEG pour la période 2025-2029 est de 946.986 € légèrement supérieur à la demande de budget pour le déploiement des compteurs communicants.

TABLEAU 56 IMPACT MARGINAL

Option 1 : budgets annuels							
	Moyenne 2019-2022	2025	2026	2027	2028	2029	
Indice santé		1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	
Budget smart (en euros)		503.706,30 €	410.312,01 €	363.396,13 €	148.475,68 €	160.048,72 €	
Volumes de prélèvements BT à l'exclusion des volumes relatifs à l'Eclairage Public (en kWh)	102.871.957	102.871.957,30	102.871.957,30	102.871.957,30	102.871.957,30	102.871.957,30	
Impact de la charge tarifaire budgétée		€ 0,004896/kWh	€ 0,003989/kWh	€ 0,003533/kWh	-€ 0,001443/kWh	-€ 0,001556/kWh	
Montant de l'impact marginal en €/kWh		€ 0,0017760/kWh	€ 0,0018080/kWh	€ 0,0018405/kWh	€ 0,0018736/kWh	€ 0,0019074/kWh	
du déploiement des compteurs intelligents ne peut impacter que marginalement la facture des utilisateur (art 4, 22°) :		NOK	NOK	NOK	OK	OK	
		182.700,60 €	185.989,21 €	189.337,01 €	192.745,08 €	196.214,49 €	946.986,38 €
Option 2 : lissage budget total							
	Moyenne 2019-2022	2025	2026	2027	2028	2029	
Indice santé		1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	
Budget smart (en euros)	968.890,05	193.778,01 €	193.778,01 €	193.778,01 €	193.778,01 €	193.778,01 €	
Volumes de prélèvements BT à l'exclusion des volumes relatifs à l'Eclairage Public (en kWh)	102.871.957	102.871.957,30	102.871.957,30	102.871.957,30	102.871.957,30	102.871.957,30	
Impact de la charge tarifaire budgétée		€ 0,001884/kWh	€ 0,001884/kWh	€ 0,001884/kWh	€ 0,001884/kWh	€ 0,001884/kWh	
Montant de l'impact marginal en €/kWh		€ 0,0017760/kWh	€ 0,0018080/kWh	€ 0,0018405/kWh	€ 0,0018736/kWh	€ 0,0019074/kWh	
du déploiement des compteurs intelligents ne peut impacter que marginalement la facture des utilisateur (art 4, 22°) :		NOK	NOK	NOK	NOK	OK	
		182.700,60	185.989,21	189.337,01	192.745,08	196.214,49	946.986,38 €

¹⁰ Précision apportée par la CWaPE à la suite d'une réunion avec ORES Assets et introduite dans le modèle de rapport

4.5. 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 ».

L'AIEG a considéré les charges nettes relatives aux immobilisations corporelles réseau comme des charges variables. Cette rubrique comprend les charges d'amortissement additionnelles des investissements réseau et les charges de désaffectation additionnelles des investissements réseau.

L'AIEG a considéré comme charges fixes les éléments suivants :

- Une partie des charges relatives aux immobilisations incorporelles IT ;
- Une partie des charges opérationnelles IT ;
- Une partie des charges opérationnelles hors IT (communication, marketing, formation, télécom, etc.) ;
- Les bénéfices escomptés grâce au déploiement des compteurs communicants.

Le gestionnaire de réseau de distribution a considéré comme charges fixes les éléments suivants :

TABLEAU 57 CHARGES NETTES FIXES ET VARIABLES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNEES 2025 A 2029

DISTINCTION COUTS FIXES/VARIABLES					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes variables	119.734,37	155.003,59	195.977,45	148.345,22	148.239,55
Charges amortissement additionnelles	43.448,11	78.157,52	117.970,88	138.999,80	139.876,47
Charges de désaffectation additionnelles	76.286,26	76.846,07	78.006,58	9.345,42	8.363,08
Charges nettes fixes	372.894,51	247.519,61	162.977,69	-297.853,83	-308.288,27
CNI IT additionnelles	14.355,82	14.355,82	14.355,82	15.556,49	15.556,49
Charges opérationnelles IT	426.136,50	284.946,47	217.454,86	0,00	0,00
Charges opérationnelles hors IT	-56.520,40	-43.993,88	-64.392,01	-312.377,39	-323.844,76
Réduction Volontaire de coûts	-11.077,41	-7.788,80	-4.441,00	-1.032,93	
TOTAL CHARGES DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS	492.628,89	402.523,21	358.955,14	-149.508,61	-160.048,72

4.6. Coûts variables unitaires

Conformément à l'article 15 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, les charges nettes variables sont le résultat de la multiplication de la charge nette unitaire prévisionnelle par la valeur prévisionnelle de la variable.

Les charges nettes variables unitaires budgétées et réelles seront utilisées ex post pour calculer l'effet « coût » et l'effet « quantité » conformément à l'article 155 de la méthodologie tarifaire.

Étant donné que les charges additionnelles d'amortissement et les autres charges nettes variables sont des charges cumulées, la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre cumulé de compteurs communicants placés.

Les charges additionnelles de désaffectation sont quant à elles des charges annuelles, la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre annuel de compteurs communicants placés.

Aussi, l'AIEG a calculé deux coûts variables unitaires qui sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 58 COÛTS VARIABLES UNITAIRES

COÛTS VARIABLES UNITAIRES					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges amortissement additionnelles	43.448	78.158	117.971	139.000	139.876
Nombre cumulé de compteurs smart placés	5.831	8.145	10.467	11.156	11.854
Coût unitaire amortissements	7,45	9,60	11,27	12,46	11,80
Charges désaffectation additionnelles	76.286	76.846	78.007	9.345	8.363
Nombre de compteurs smart placés	2.307	2.314	2.322	690	697
Coût unitaire désaffectations	33,07	33,20	33,60	13,55	11,99

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 59 SYNTHÈSE DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	2.168.370	2.186.984	2.197.967	2.192.625	2.171.495
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	2.030.901	2.066.735	2.094.149	2.104.439	2.098.035
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	135.263	118.102	101.750	86.205	71.467
Marge équitable OSP	2.205	2.147	2.068	1.982	1.993
Vérification	0	0	0	0	0

En vertu d'un protocole d'accord signé en date du 31 janvier 2005, la commune de Gesves, IDEG et Electrabel se sont engagées à apporter en usage à AIEG, qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de la commune de Gesves dont elles sont propriétaires. AIEG s'est engagé à apporter en usage à IDEG, qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de Namur dont AIEG est propriétaire (Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin). Selon les termes de cet accord, les GRD s'engagent respectivement à payer les frais réels correspondants dûment justifiés. Par conséquent, l'AIEG considère comme activité non-régulée la gestion du réseau de 'Namur' pour compte d'ORES dont les frais (incluant une rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes) sont facturés à ORES. En contrepartie, l'AIEG ajoute à ses coûts, les frais supportés par ORES et facturés (rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes incluse) pour la gestion du réseau de Gesves. L'AIEG répartit le montant global facturé par ORES selon une clé de répartition similaire à ses propres activités, impliquant notamment l'ajout d'une marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves à concurrence de **308.501 €** pour l'année 2025 incluse dans la montant de 2.168.370 € (soit environ 14 % de la MBE). La marge bénéficiaire équitable relative au réseau de Gesves évolue ensuite annuellement de 2 % pour atteindre **333.932 €** en 2023.

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 initiale au 31 décembre 2022 de l'actif régulé hors plus-value de réévaluation est valorisée à **40.743.797 €**.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé entre le 1er janvier 2023 et le 31 décembre 2024 :

TABLEAU 60 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	40.743.797	41.496.201
Actifs	40.743.797	41.496.201
Investissements de l'année	2.612.202	2.899.753
Investissements de remplacement (signe positif)	4.860.369	4.995.795
Investissements d'extension (signe positif)	0	0
Interventions d'utilisateurs du réseau (signe négatif)	-2.248.167	-2.096.041
Subsides (signe négatif)	0	0
Désinvestissements (signe négatif)	-50.000	-137.907
Actifs (signe négatif)	-50.000	-137.907
Amortissements et réductions de valeur	-1.809.799	-1.863.165
Amort. Et RDV sur investissements (signe négatif)	-1.809.799	-1.863.165
Subsides (prise en résultat) (signe positif)	0	0
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	41.496.201	42.394.882
Investissements	41.496.201	42.394.882

On constate que la valeur des actifs régulés augmente de 1.651.085 €, soit 4 % entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 décembre 2024. Cette augmentation provient :

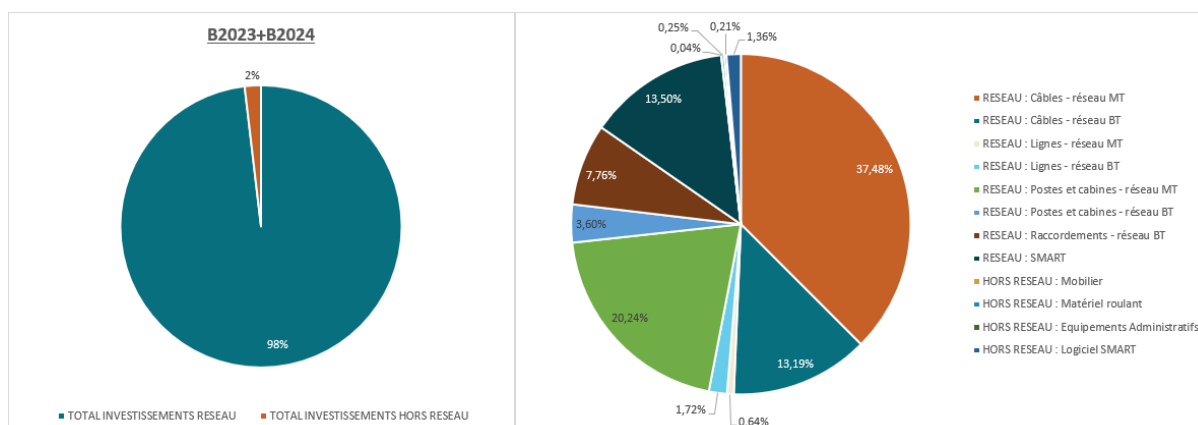
- des investissements nets réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **5.511.956 €** (9.856.164 € bruts – 4.344.208 € d'intervention tiers) ;
- des désinvestissements réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **-187.907 €** ; et
- des amortissements réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **-3.672.964 €**.

L'AIEG budgétise 97 % de ses investissements nets dans des actifs réseau et 3 % dans des actifs hors réseau. Les principaux investissements dans le réseau sont les câbles MT (34 %), les actifs relatifs aux compteurs communicants (22 %), les postes et cabines MT (18 %), les câbles BT (12 %), les raccordements réseau BT (5 %), les postes et cabines BT (3 %), les lignes réseau BT (2 %) et les lignes réseau MT (1 %).

TABLEAU 61 INVESTISSEMENTS NETS DES ANNEES 2023 ET 2024

	Budget 2023	Budget 2024
Terrains Réseau	-	-
Bâtiments techniques	-	-
Câbles - réseau MT	1.073.944	820.000
Câbles - réseau BT	500.000	180.000
Lignes - réseau MT	-	30.000
Lignes - réseau BT	-	85.000
Postes et cabines - réseau MT	320.000	699.438
Postes et cabines - réseau BT	45.000	130.218
Raccordements - transformation MT	-	-
Raccordements - réseau MT	-	-
Raccordements - transformation BT	-	-
Raccordements - réseau BT	165.000	85.000
Appareils de mesure - réseau MT	-	-
Appareils de mesure - réseau BT	-	-
Compteurs intelligents	-	-
Compteurs à budget	-	-
Interventions tiers	-	-
Champs Photovoltaïque	-	-
Dimming	-	-
SMART	419.146	775.563
Intitulé libre 5	-	-
TOTAL INVESTISSEMENTS RESEAU	2.523.090	2.805.219
Terrains hors réseau	-	-
Batiments administratifs	-	-
Mobilier	-	4.175
Matériel roulant	-	25.047
Réseau fibre-optique	-	-
Outillage et machines	-	-
Logiciels	-	-
Equipements Administratifs	-	20.873
Atrias	-	-
Intitulé libre 3	89.112	44.440
Intitulé libre 4	-	-
Intitulé libre 5	-	-
TOTAL INVESTISSEMENTS HORS RESEAU	89.112	94.534
TOTAL INVESTISSEMENTS	2.612.202	2.899.753
TOTAL INVESTISSEMENTS 2023-2024		5.511.956

GRAPHIQUE 6 REPARTITION DES INVESTISSEMENTS BRUTS CUMULES DES ANNEES 2023 ET 2024



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 de départ au 01.01.2025 s'élève à **42.394.882 €** et la base d'actifs régulés finale au 31.12.2029 à **43.659.615 €**.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la base d'actifs régulés entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre 2029 :

TABLEAU 62 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS HORS PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION DE 2025 À 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	42.394.882	43.257.254	43.865.210	44.302.287	44.053.131
Actifs	42.394.882	43.257.254	43.865.210	44.302.287	44.053.131
Investissements de l'année	3.000.111	2.798.863	2.698.673	2.010.595	1.809.068
Investissements de remplacement (signe positif)	5.101.414	4.903.536	4.756.829	3.887.349	3.569.068
Investissements d'extension (signe positif)	0	0	0	0	0
Interventions d'utilisateurs du réseau (signe négatif)	-2.101.303	-2.104.673	-2.058.156	-1.876.754	-1.760.000
Subsides (signe négatif)	0	0	0	0	0
Désinvestissements (signe négatif)	-138.225	-139.000	-140.379	-71.941	-71.185
Actifs (signe négatif)	-138.225	-139.000	-140.379	-71.941	-71.185
Amortissements et réductions de valeur	-1.999.513	-2.051.907	-2.121.216	-2.187.810	-2.131.399
Amort. Et RDV sur investissements (signe négatif)	-1.999.513	-2.051.907	-2.121.216	-2.187.810	-2.131.399
Subsides (prise en résultat) (signe positif)	0	0	0	0	0
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	43.257.254	43.865.210	44.302.287	44.053.131	43.659.615
Investissements	43.257.254	43.865.210	44.302.287	44.053.131	43.659.615

On constate que la valeur des actifs régulés augmente de 1.264.732 €, soit **3 %** entre le 1^{er} janvier 2025 et le 31 décembre 2029. Cette augmentation provient :

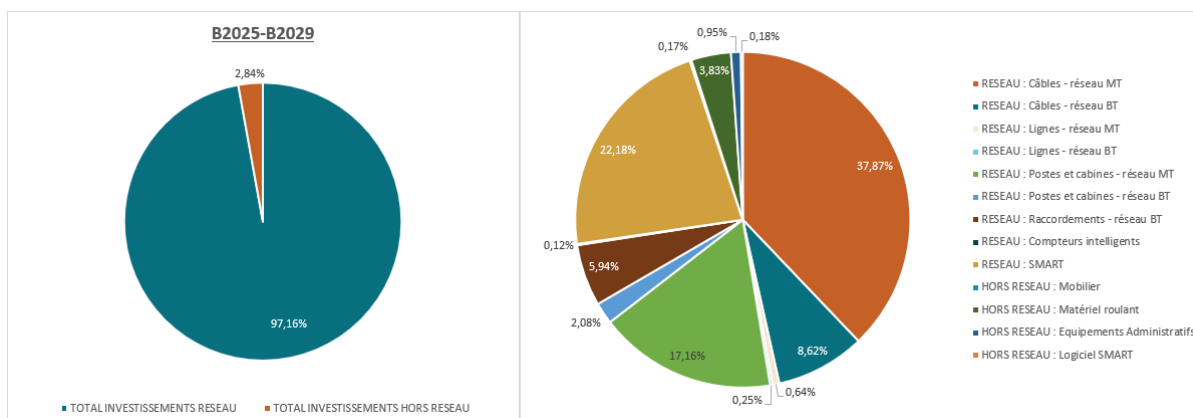
- des investissements nets budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à **12.317.308 €** (22.218.195 € bruts – 9.900.887 € d'intervention tiers) ;
- des désinvestissements budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à – **560.731 €** ; et
- des amortissements budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à – **10.491.845 €**.

L'AIEG budgétise 95 % de ses investissements nets dans des actifs réseau et 5 % dans des actifs hors réseau.

TABLEAU 63 INVESTISSEMENTS NETS DES ANNEES 2025 A 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Terrains Réseau	-	-	-	-	-
Bâtiments techniques	-	-	-	-	-
Câbles - réseau MT	990.000	950.000	825.000	900.000	1.000.000
Câbles - réseau BT	187.000	150.000	225.000	250.000	250.000
Lignes - réseau MT	42.000	37.000	-	-	-
Lignes - réseau BT	17.000	14.000	-	-	-
Postes et cabines - réseau MT	767.957	613.148	397.000	197.779	138.000
Postes et cabines - réseau BT	-	47.000	73.000	68.000	68.000
Raccordements - transformation MT	-	-	-	-	-
Raccordements - réseau MT	-	-	-	-	-
Raccordements - transformation BT	-	-	-	-	-
Raccordements - réseau BT	92.000	145.000	165.000	165.000	165.000
Appareils de mesure - réseau MT	-	-	-	-	-
Appareils de mesure - réseau BT	-	-	-	-	-
Compteurs intelligents	7.520	7.520	-	-	-
Compteurs à budget	-	-	-	-	-
Interventions tiers	-	-	-	-	-
Champs Photovoltaïque	-	-	-	-	-
Dimming	-	-	-	-	-
SMART	790.614	805.973	821.646	154.816	158.846
Intitulé libre 5	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTISSEMENTS RESEAU	2.894.091	2.769.641	2.506.646	1.735.595	1.779.846
Terrains hors réseau	-	-	-	-	-
Batiments administratifs	-	-	-	-	-
Mobilier	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175
Matériel roulant	75.141	25.047	87.665	258.819	25.047
Réseau fibre-optique	-	-	-	-	-
Outillage et machines	-	-	-	-	-
Logiciels	-	-	-	-	-
Equipements Administratifs	16.698	-	100.188	-	-
Atrias	-	-	-	-	-
Intitulé libre 3	10.006	-	-	12.007	-
Intitulé libre 4	-	-	-	-	-
Intitulé libre 5	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTISSEMENTS HORS RESEAU	106.019	29.222	192.027	275.000	29.222
TOTAL INVESTISSEMENTS	3.000.111	2.798.863	2.698.673	2.010.595	1.809.068
TOTAL INVESTISSEMENTS 2025-2029					12.317.308

GRAPHIQUE 7 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 initiale de la plus-value de réévaluation au 31 décembre 2022 s'élève à **3.609.557 €** et la valeur de la plus-value de réévaluation au 31 décembre 2024 s'élève à **3.409.026 €**.

TABLEAU 64 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA PLUS-VALUE DE REEVALUATION ENTRE 2023 ET 2024

	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	3.609.557	3.509.292
Plus-value indexation historique	0	0
Plus-value iRAB	3.609.557	3.509.292
Désinvestissements (signe négatif)	0	0
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	0	0
Amortissements et réductions de valeur	-100.265	-100.265
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	-100.265	-100.265
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	3.509.292	3.409.026
Plus-value indexation historique	0	0
Plus-value iRAB	3.509.292	3.409.026

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 initiale au 01.01.2025 s'élève à **3.409.026 €** et la plus-value de réévaluation finale au 31.12.2029 à **2.907.699 €**.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la plus-value de réévaluation entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre 2029 :

TABLEAU 65 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 des actifs régulés au 01/01/N	3.409.026	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964
Plus-value indexation historique	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB	3.409.026	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964
Désinvestissements (signe négatif)	0	0	0	0	0
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	0	0	0	0	0
Amortissements et réductions de valeur	-100.265	-100.265	-100.265	-100.265	-100.265
Plus-value indexation historique (signe négatif)	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB (signe négatif)	-100.265	-100.265	-100.265	-100.265	-100.265
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964	2.907.699
Plus-value indexation historique	0	0	0	0	0
Plus-value iRAB	3.308.761	3.208.495	3.108.230	3.007.964	2.907.699

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

TABLEAU 66 SOLDES REGULATOIRES APPROUVES

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	SR SMART	Autre SR	TOTAL
Solde de distribution	-52.174	3.639	232.480	210.527	-71.214	-125.881	407.721	-42.750	-637.780		-75.432
Solde transport	-1.872.872	1.442.389	8.092	498.530							76.140
Solde régulateur	-1.925.046	1.446.029	240.572	709.057	-71.214	-125.881	407.721	-42.750	-637.780	0	708

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 67 AFFECTATION DES SOLDES REGULATOIRES

		Montant déjà affectés dans les tarifs de distribution										
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	SR SMART	2022	Autre SR	
Année d'affectation	2016											0
	2017											0
	2018											0
	2019	481.261	-361.507									119.754
	2020	481.261	-361.507	-80.191	-236.352							-196.789
	2021	481.261	-361.507	-80.191	-236.352	71.214						-125.574
	2022	481.261	-361.507	-80.191	-236.352		62.941					-133.848
	2023							-203.861				-203.861
	2024						62.941	-203.861	637.780			496.860
	2025											0
	2026											0
	2027											0
	2028											0
2029											0	
2030											0	
Solde régulateur non affecté		0	0	0	0	0	0	0	0	-42.750	0	-42.750

Sur la base des acomptes et des affectations réalisées, un montant de - 42.750 € de soldes régulatoires de distribution 2022 reste à affecter aux futurs tarifs de distribution.

Il constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Ce solde n'a pas été pris en compte lors de la détermination du revenu autorisé 2025-2029 (non affecté) et pourra néanmoins être affecté lors d'une prochaine décision tarifaire (détermination des tarifs périodiques 2025, tarifs périodiques 2026-2029 ou dans le cadre d'un rapport ex-post à venir).