

*Date du document : 04/04/2024*

## DÉCISION

CD-24d04-CWaPE-0906

### **PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ ÉLECTRICITÉ 2025-2029 DÉPOSÉE LE 27 MARS 2024 PAR LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION REW**

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

## Table des matières

1	BASE LÉGALE.....	4
2	HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE.....	5
3	RÉSERVES .....	6
4	PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ 2025-2029 .....	7
4.1	Valorisation .....	7
4.2	Résumé d'analyse.....	8
4.2.1	Éléments constituant le revenu autorisé (RAN) .....	8
4.2.2	Contrôles effectués .....	8
4.2.3	Évolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029 .....	9
4.2.4	Évolution du revenu autorisé budgété 2024 et budgété 2025 .....	10
4.2.5	Évolution du revenu autorisé budgété de 2025 à 2029 .....	16
5	DÉCISION .....	24
6	VOIE DE RECOURS.....	25
7	ANNEXE .....	26

### Index tableaux

TABLEAU 1	SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025 À 2029.....	7
TABLEAU 2	ÉVOLUTION DE LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE ENTRE B2024 ET B2025 (€).....	15
TABLEAU 3	VALEURS DES ACTIFS RÉGULÉS ET DE LA MARGE ÉQUITABLE 2025-2029 .....	22

### Index graphiques

GRAPHIQUE 1	REVENU AUTORISÉ RÉEL 2019-2022 ET BUDGÉTÉ 2024-2029 (€).....	9
GRAPHIQUE 2	ÉVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2019 ET 2029 (EN MILLIERS €) .....	9
GRAPHIQUE 3	ÉVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ DE 2024 À 2025 (€) .....	11
GRAPHIQUE 4	ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES HORS OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€).....	12
GRAPHIQUE 5	ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€).....	13
GRAPHIQUE 6	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2025 ET 2029 (€).....	16
GRAPHIQUE 7	ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES ENTRE 2025 ET 2029 (€) .....	17

GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES HORS OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€).....	18
GRAPHIQUE 9 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€) .....	19
GRAPHIQUE 10 ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2025 ET 2029 (€) .....	20
GRAPHIQUE 11 ÉVOLUTION DU PARC DE COMPTEURS BT ET COMMUNICANTS ENTRE 2018 ET 2029 ..	20
GRAPHIQUE 12 ÉVOLUTION DE LA MARGE ÉQUITABLE ENTRE 2025 ET 2029 (€).....	21
GRAPHIQUE 13 ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS BRUTS RÉSEAU ET HORS RÉSEAU ENTRE 2020 ET 2029 (€).....	22
GRAPHIQUE 14 INVESTISSEMENTS CUMULÉS PRÉVUS AU COURS DE LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2025-2029 PAR TYPE D'ACTIFS (€). .....	23

## 1 BASE LÉGALE

En vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ainsi que de l'article 5, § 1<sup>er</sup>, 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 PROCÉDURE

1. Le 16 octobre 2023, conformément à l'article 68, § 1er, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a accusé réception de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 du REW 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 31 octobre 2023, par lettre recommandée avec accusé de réception, ainsi que par courriel, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de revenu autorisé électricité du REW était incomplète.
3. Le 9 novembre 2023, le REW a transmis à la CWaPE les informations manquantes à la proposition de revenu autorisé électricité.
4. Le 25 novembre 2023, en application de l'article 68, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a adressé ses questions complémentaires au gestionnaire de réseau de distribution par courriel.
5. Le 9 janvier 2024, le REW est venue présenter à la CWaPE les hypothèses sous-jacentes aux budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants.
6. Le 7 février 2024, conformément à l'article 68, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le REW a transmis sous format électronique les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029.
7. Le 4 mars 2024, la CWaPE a adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courriel, ses questions complémentaires.
8. Le 13 mars 2024, conformément à l'article 68, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le REW a transmis sous format électronique les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029. Le même jour, la CWaPE a répondu et adressé au gestionnaire de réseau de distribution, par courriel, ses questions complémentaires.
9. Le 14 mars 2024, le REW a transmis sous format électronique les réponses aux questions complémentaires posées la veille ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé 2025-2029.
10. Le 27 mars 2024, la CWaPE a constaté une erreur de plume dans la proposition et en a averti le REW. Le même jour, le REW a transmis sous format électronique une proposition adaptée de revenu autorisé 2025-2029.
11. 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, § 1er, 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, § 1er, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, sur la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 27 mars 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution REW.

### 3 RÉSERVES

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 du REW, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

## 4 PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ 2025-2029

### 4.1 Valorisation

La valorisation des revenus autorisés relatifs aux exercices d'exploitation 2025 à 2029 déposés par le REW dans sa proposition adaptée du 27 mars 2024 est reprise dans le tableau suivant :

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025 À 2029

Intitulé €	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL	%
<b>Charges nettes contrôlables</b>	<b>7 562 620</b>	<b>7 723 361</b>	<b>7 888 690</b>	<b>8 059 118</b>	<b>8 298 470</b>	<b>39 532 257</b>	<b>64%</b>
Charges nettes contrôlables autres	3 112 544	3 193 183	3 276 969	3 364 386	3 519 233	16 466 315	27%
Charges nettes contrôlables d'obligation de service public	907 323	923 655	940 281	957 206	974 435	4 702 900	8%
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	3 542 753	3 606 523	3 671 440	3 737 526	3 804 801	18 363 043	30%
<b>Charges et produits non contrôlables</b>	<b>1 926 055</b>	<b>1 884 796</b>	<b>1 870 415</b>	<b>1 870 682</b>	<b>1 872 109</b>	<b>9 424 057</b>	<b>15%</b>
Charges & produits non contrôlables hors OSP	1 903 169	1 863 377	1 849 214	1 848 960	1 849 935	9 314 655	15%
Charges et produits de transit	-2 886	-2 938	-2 990	-3 044	-3 099	-14 957	0%
Charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électrique	625 743	589 585	576 853	576 853	576 853	2 945 888	5%
Charges de réconciliation	0	0	0	0	0	0	0%
Redevance de voirie	414 821	422 288	429 889	437 627	445 504	2 150 129	3%
Charge fiscale par application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	819 624	807 748	797 929	789 136	781 417	3 995 854	6%
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	45 867	46 693	47 533	48 389	49 260	237 741	0%
Cotisations de responsabilisation l'ONSSAPL	0	0	0	0	0	0	0%
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0	0	0%
<b>Charges et produits non contrôlables OSP</b>	<b>22 885</b>	<b>21 419</b>	<b>21 201</b>	<b>21 722</b>	<b>22 173</b>	<b>109 401</b>	<b>0%</b>
Charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	107 412	107 125	110 604	116 396	122 188	563 726	1%
Charges de distribution pour l'alimentation de clientèle propre	91 639	98 745	106 077	113 642	121 444	531 547	1%
Charges de transport pour l'alimentation de clientèle propre	30 229	32 574	34 992	37 488	40 061	175 345	0%
Produits de la fourniture à la clientèle propre ainsi que de la compensation perçue en application du tarif social	-218 662	-230 009	-244 174	-260 223	-276 657	-1 229 725	-2%
Charges d'achat des certificats verts	12 267	12 984	13 702	14 419	15 137	68 509	0%
Charges de réconciliation	0	0	0	0	0	0	0%
<b>Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants</b>	<b>140 657</b>	<b>143 189</b>	<b>145 766</b>	<b>148 390</b>	<b>151 061</b>	<b>729 063</b>	<b>1%</b>
Charges nettes fixes	11 313	-36 169	-74 427	-49 453	-62 528	-211 264	0%
Charges nettes variables	129 343	179 358	220 193	197 843	213 589	940 327	2%
<b>Marge équitable</b>	<b>2 546 867</b>	<b>2 490 645</b>	<b>2 437 477</b>	<b>2 388 776</b>	<b>2 344 887</b>	<b>12 208 651</b>	<b>20%</b>
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	2 186 760	2 176 632	2 167 315	2 160 227	2 155 709	10 846 643	18%
Marge équitable PV de réévaluation	360 107	314 014	270 161	228 549	189 177	1 362 008	2%
Marge OSP	0	0	0	0	0	0	0%
Quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés	0	0	0	0	0	0	0%
Soldes réglementaires déjà affectés	0	0	0	0	0	0	0%
<b>TOTAL</b>	<b>12 176 198</b>	<b>12 240 636</b>	<b>12 338 734</b>	<b>12 461 696</b>	<b>12 660 202</b>	<b>61 877 466</b>	<b>100%</b>

Source : TAB7

## 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 (RAN)

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 (64%), les revenus autorisés électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (15%), la marge bénéficiaire équitable (20%) et des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (1%).

N'étant encore ni approuvés ni affectés, il n'y a pas de soldes régulateurs des années antérieures.

### 4.2.2 Contrôles effectués

Sur la base de la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 datée du 27 mars 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.

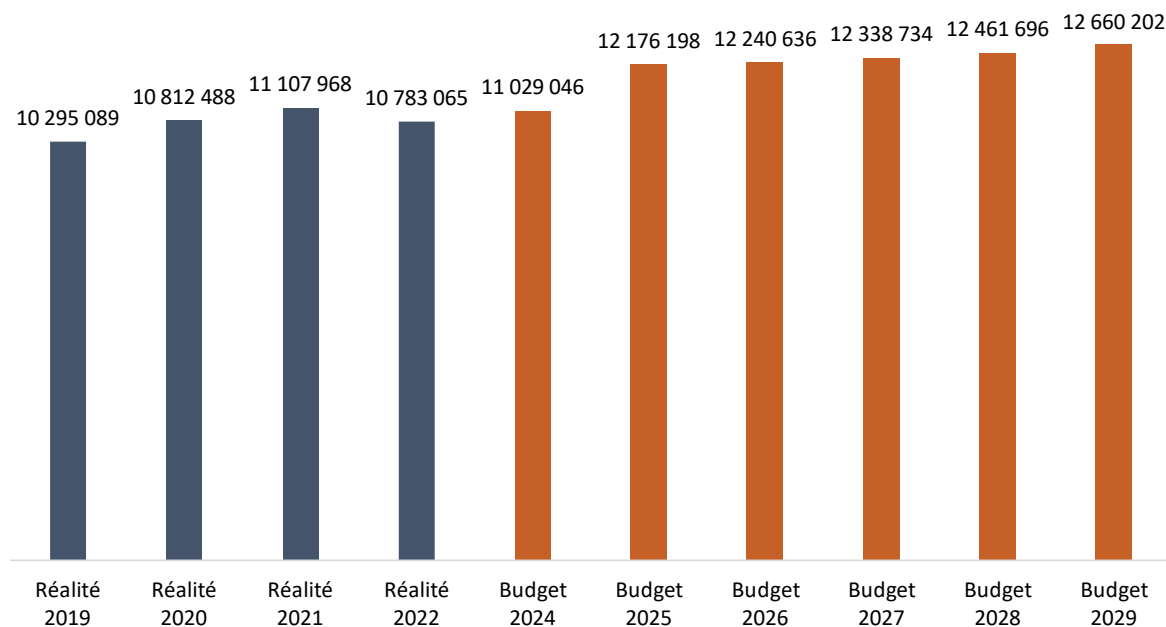
Au terme de ce contrôle, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement du revenu autorisé électricité 2025-2029 par le REW telles qu'édictées par la méthodologie tarifaire.



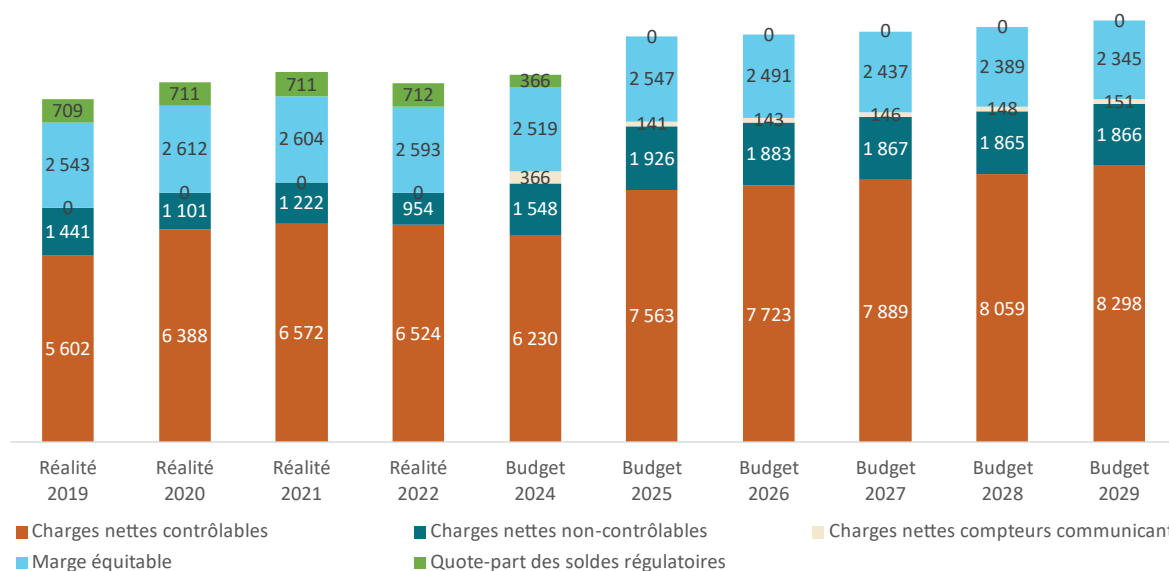
### 4.2.3 Évolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029

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

GRAPHIQUE 1 REVENU AUTORISÉ RÉEL 2019-2022 ET BUDGÉTÉ 2024-2029 (€)



GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2019 ET 2029 (EN MILLIERS €)



La CWaPE constate que le revenu autorisé électricité de 12 176 198 € pour l'année 2025 augmente de **1 393 134 €**, soit une hausse de **12,92 %**, par rapport aux coûts réels de l'année 2022 rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution à travers son rapport tarifaire *ex post*.

#### 4.2.4 Évolution du revenu autorisé budgété 2024 et budgété 2025

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

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

Par rapport à cette enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 du REW est en augmentation de **1 147 152 €**, soit une hausse de l'ordre de **10,40 %**.

La CWaPE attire l'attention du lecteur sur le fait qu'une augmentation d'enveloppe budgétaire de 10,40% n'implique pas *ipso facto* une augmentation de 10,40% des tarifs périodiques de distribution.

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

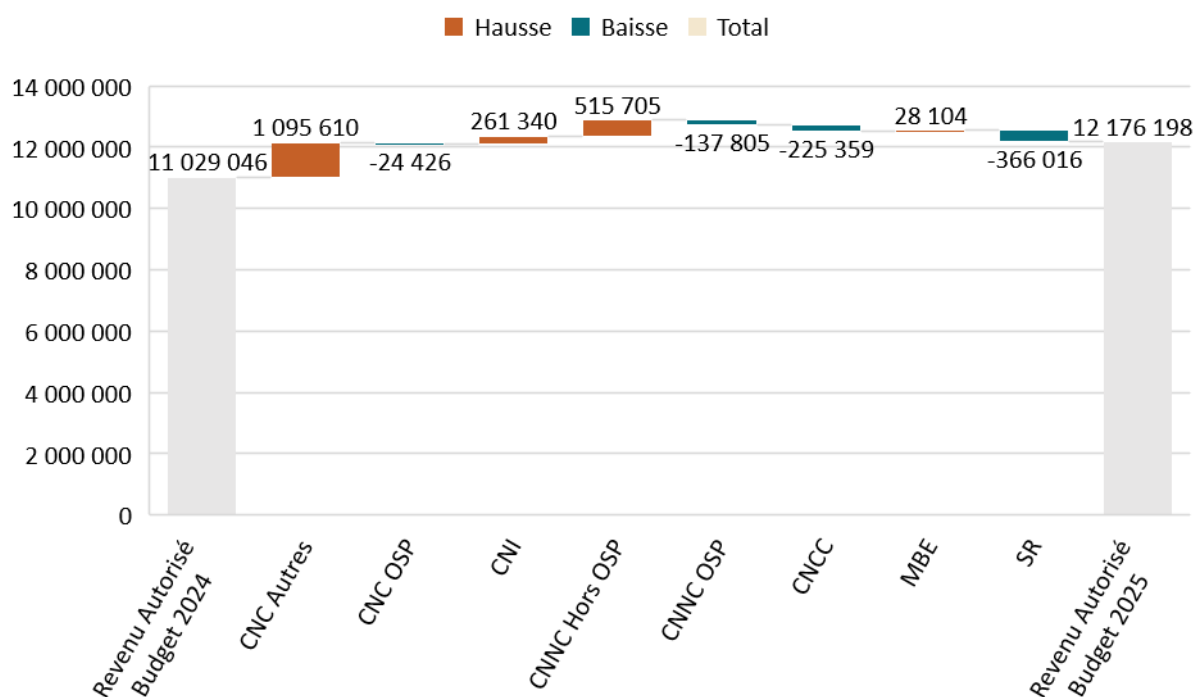
*« Les tarifs périodiques de prélèvement et d'injection sont déterminés par chaque gestionnaire de réseau de façon à ce que les recettes budgétées que ces tarifs génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent. Les recettes budgétées issues de l'application des tarifs 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 et de la manière dont le GRD va répartir ce dernier entre les niveaux de tension (TMT, MT, TBT, BT), entre les termes tarifaires au sein d'un même niveau de tension (terme fixe, terme capacitaire, terme proportionnel) et entre les différentes configurations tarifaires (monohoraire, bihoraire, exclusif de nuit, etc.), ainsi que des hypothèses de volumes et de puissances retenues 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 ÉVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ DE 2024 À 2025 (€)



Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent comme exposé ci-dessous.

#### 4.2.4.1 Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables (immobilisation, obligations de service public et autres) augmentent de 1 332 524 € (soit 21,4%) car :

- 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 autorisés selon la méthodologie tarifaire 2025-2029<sup>1</sup>.

#### 4.2.4.2 Les charges nettes non contrôlables

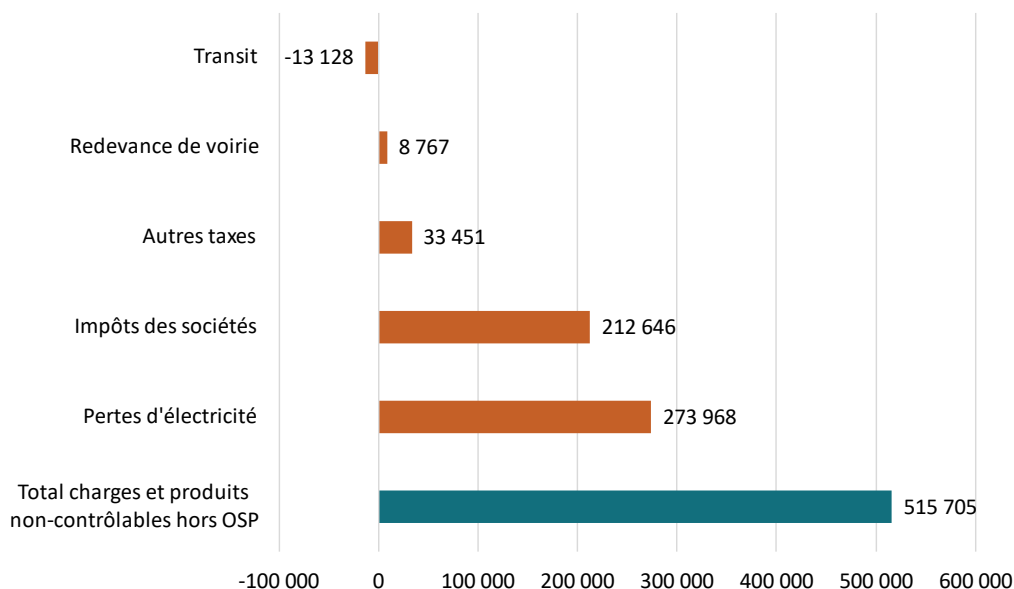
Les charges nettes non contrôlables augmentent de 377 900 € (soit 24,4%). Cette augmentation s'explique par une hausse de 515 705 € des charges nettes non contrôlables hors OSP et une diminution de -137 805 € des charges nettes contrôlables OSP.

<sup>1</sup> Articles 45 à 53

#### 4.2.4.2.1 Charges nettes non contrôlables hors OSP (CNNCHors OSP)

Les charges nettes non contrôlables hors OSP augmentent de 515 705 € (soit 37,2%). Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent comme suit.

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES HORS OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€)



La diminution 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 des premiers mois 2023 tandis que les montants budgétés pour 2024 l'avaient été sur la base de 2022.

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

L'augmentation des **autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers** provient d'une estimation basée sur le réel 2022.

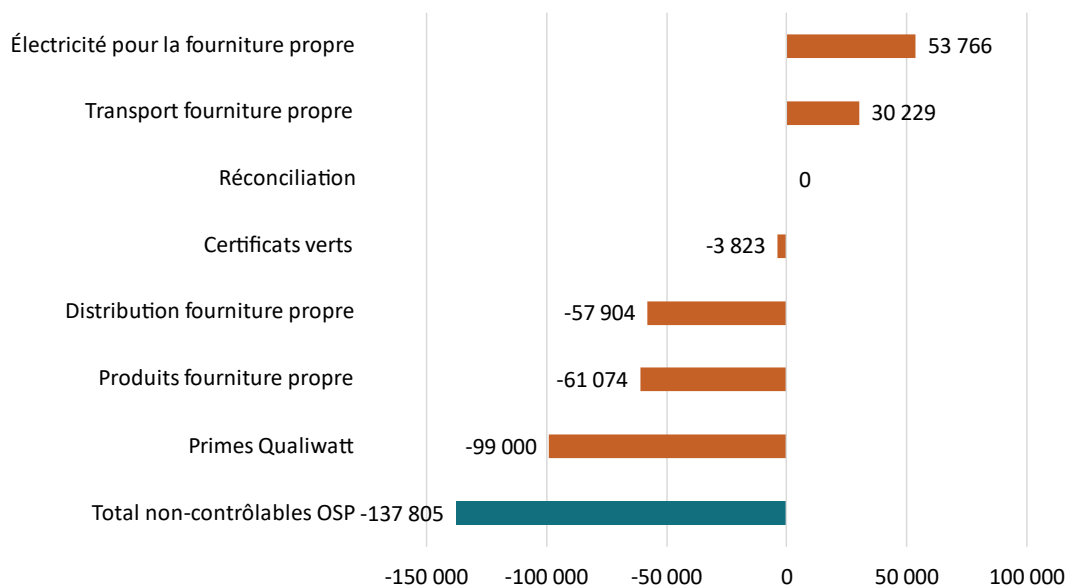
L'augmentation de la **charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable** provient d'une révision de la méthode d'estimation du bénéfice.

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.

#### 4.2.4.2.2 Charges nettes non contrôlables OSP (CNC<sub>OSP</sub>)

Les charges nettes non contrôlables OSP diminuent de -137 805 € (soit -85,8%). Les principales variations entre le budget 2024 et le budget 2025 s'expliquent comme suit.

GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES 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 :

- 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 une extrapolation linéaire de la tendance observée de 2013 à 2022.
- 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 du dernier contrat d'achat d'électricité et des clics déjà opérés.

L'augmentation des **charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre** provient de la progression des volumes, identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle, et des prix unitaires de distribution budgétés à partir des tarifs réels 2024 indexés.

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 étant extrapolés à partir de l'historique.

#### **4.2.4.2.3 Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (CNCC)**

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants diminuent de -225 359 € (soit -61,6%).

Le REW prévoit le placement de 1 439 compteurs communicants en 2024 et de 1 444 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 communicants<sup>2</sup> 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 au REW 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, le REW n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.

#### **4.2.4.2.4 Marge bénéficiaire équitable (MBE)**

La marge bénéficiaire équitable augmente de 28 104 € (soit 1,1%) 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 62 145 648€ en 2024 et à 63 245 765 € en 2025.

---

<sup>2</sup> Article 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

TABLEAU 2 ÉVOLUTION DE LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE ENTRE B2024 ET B2025 (€)

	Budget 2024	Budget 2025
Pourcentage de rendement autorisé	4,053%	4,027%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	62 010 666	63 501 880
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	62 280 631	62 987 650
Valeur moyenne des actifs régulés	62 145 648	63 244 765
Marge équitable totale	2 518 763	2 546 867

#### 4.2.4.2.5 Solde régulateur (SR)

Dans le cadre du revenu autorisé budgété pour 2024, un montant de 366 016 €, représentant le montant du budget 2023 relatifs au projet spécifique (sur un total de 925 860 euros pour 2022 et 2023<sup>3</sup>), a été affecté aux tarifs périodiques de distribution du REW<sup>4</sup> en guise d'acompte sur le solde régulateur.

À l'heure actuelle, aucune affectation des créances de soldes régulatoires n'est prévue dans le revenu autorisé 2025-2029 budgété par le REW. Des affectations pourront néanmoins être déterminées ultérieurement lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025, des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 ou dans le cadre de contrôles *ex post* à venir.

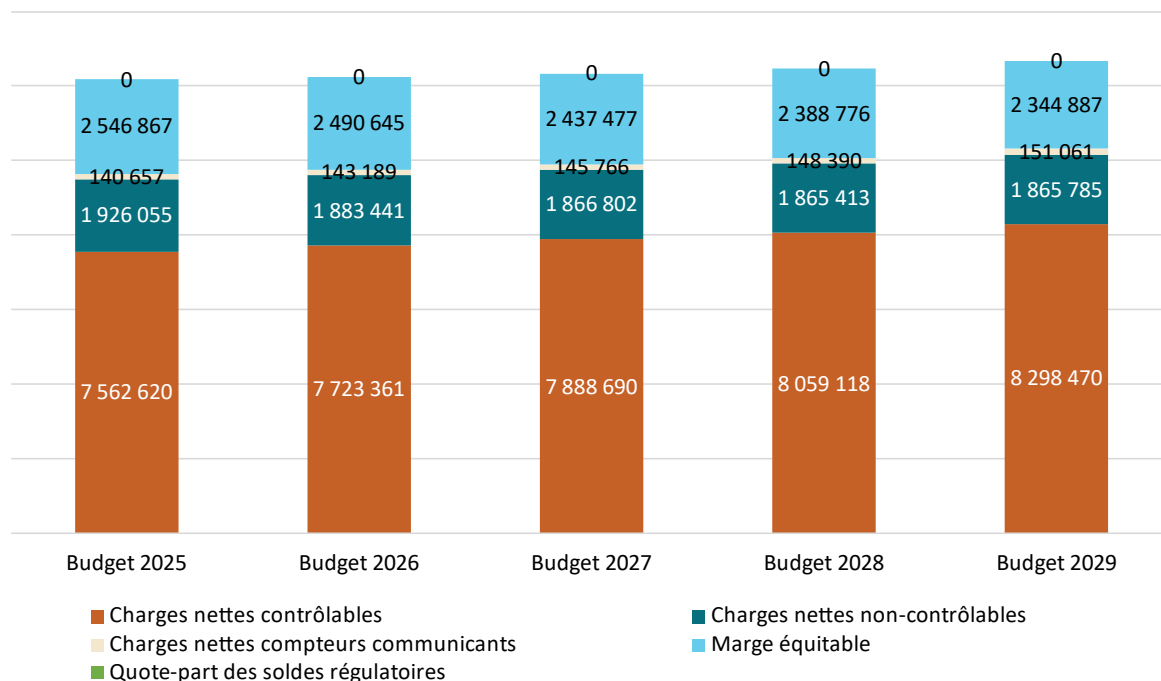
<sup>3</sup> Décision CD-21k25-CWaPE-0597

<sup>4</sup> Décision CD-23j17-CWaPE-0810

## 4.2.5 Évolution du revenu autorisé budgété de 2025 à 2029

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

GRAPHIQUE 6 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2025 ET 2029 (€)



### 4.2.5.1 Les charges nettes contrôlables

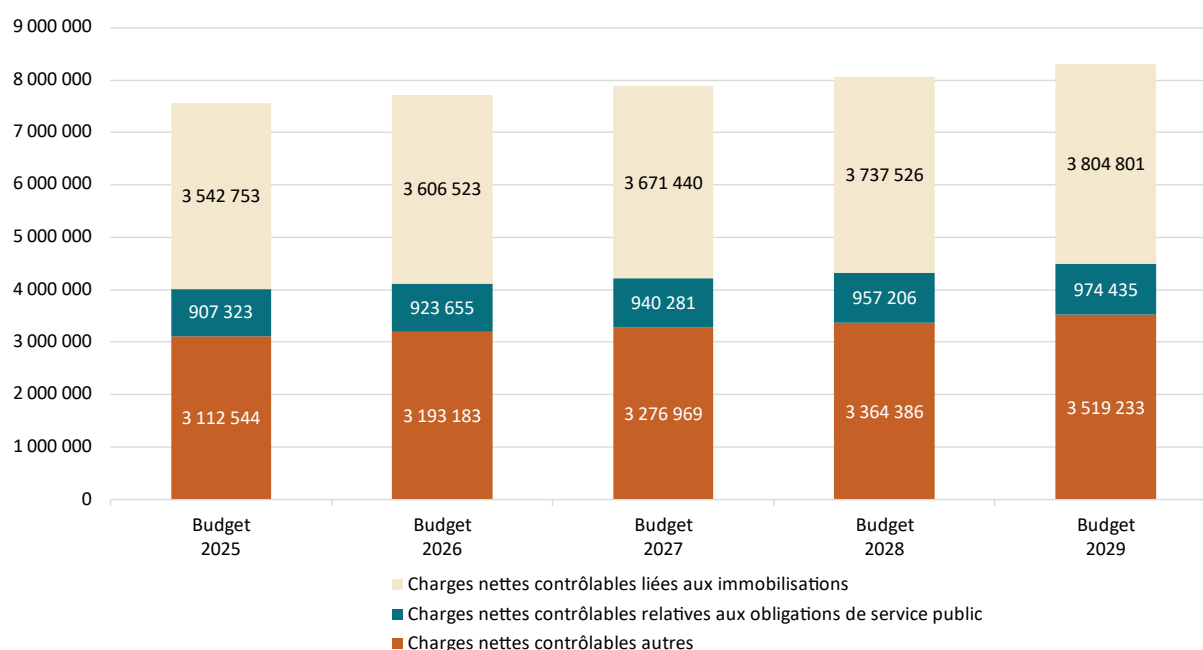
Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (46%), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (12%) et des charges nettes contrôlables autres<sup>5</sup> (42%).

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

<sup>5</sup> 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 les coûts opérationnels notamment les frais de rémunération, coûts de sous-traitance, coûts IT, frais de consultance. Les coûts additionnels de transition font également partie de cette rubrique de charges.



GRAPHIQUE 7 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Les charges nettes contrôlables passent de 7 562 620 € en 2025 à 8 298 470 € en 2029 soit une augmentation de 9,7% sur la période régulatoire 2025-2029.

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

Dans le cas du REW, les charges nettes contrôlables budgétées sont égales aux montants maximaux.

#### 4.2.5.2 Les charges nettes non-contrôlables

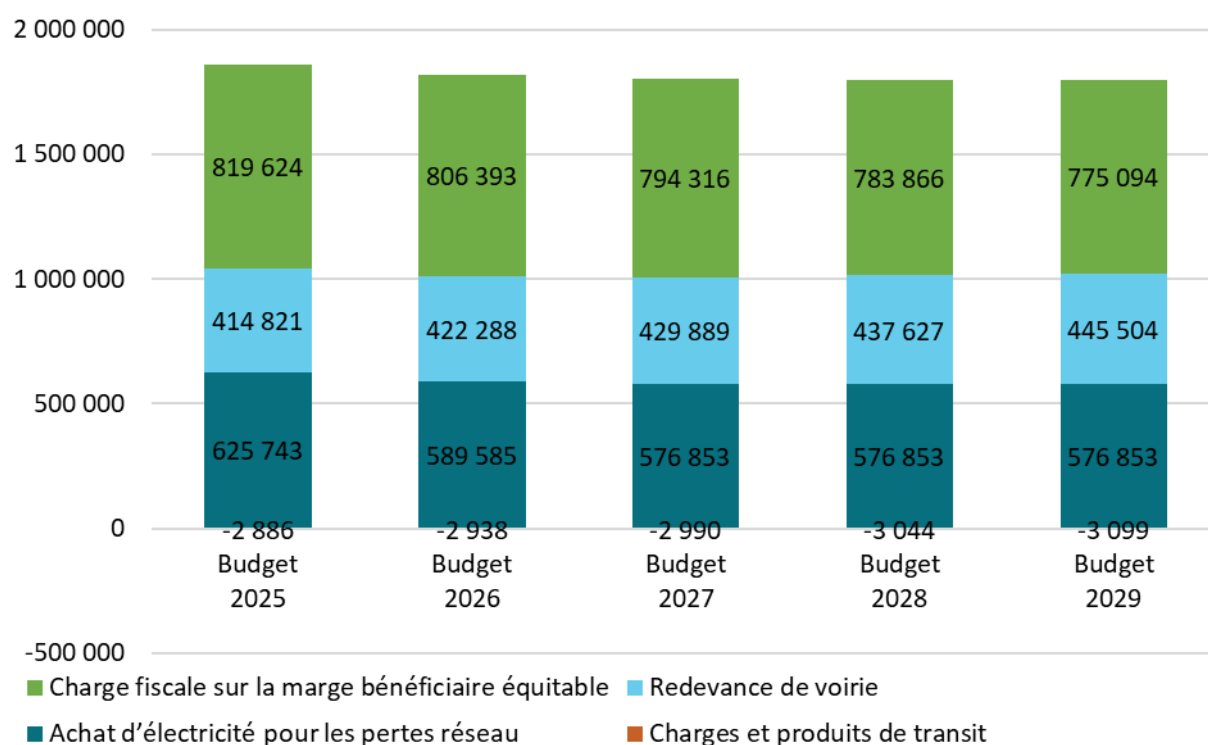
Les charges nettes non-contrôlables sont composées des charges nettes non-contrôlables relatives aux obligations de service public et des charges nettes non-contrôlables hors obligations de service public.

##### 4.2.5.2.1 Les charges nettes non-contrôlables hors OSP

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP passent de 1 903 169 € en 2025 à 1 849 935 € en 2029 soit une diminution de -2,8% sur la période régulatoire 2025-2029.

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

GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES HORS OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€)



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 2027 à 2029 à la cotation CAL-27 corrigée des paramètres A, A', B et B' d'AREWAL.

La diminution 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...).

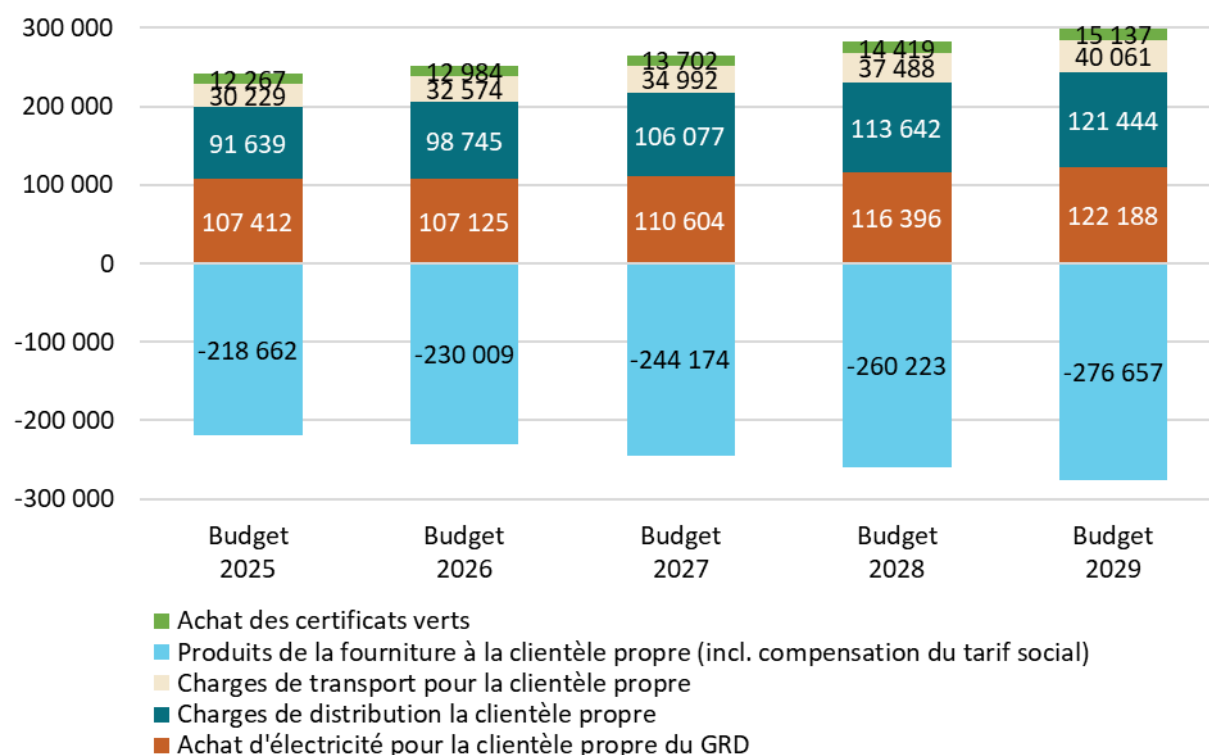
L'absence de **cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL** budgétées est conforme à l'historique.

#### 4.2.5.2 Les charges nettes non-contrôlables OSP

Les charges nettes non-contrôlables OSP passent de 22 885 € en 2025 à 22 173 € en 2029 soit une diminution (ou augmentation des produits) de 3,1% 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 9 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES OSP ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Le gestionnaire de réseau prévoit des volumes croissants pour sa clientèle pour la période 2025-2029. Cet accroissement cause une hausse mécanique de tous les postes OSP. L'indexation des prix unitaires renforce cet effet.

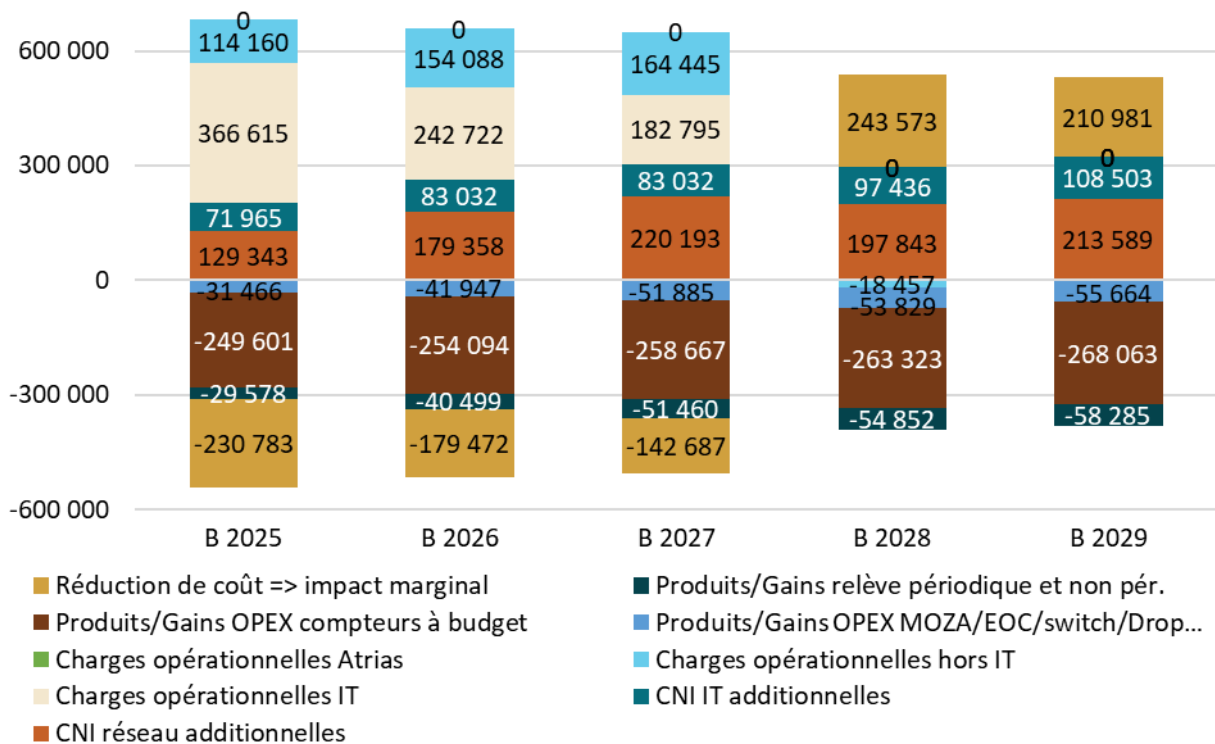
L'augmentation fluctuante **des charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD** provient du calcul du prix unitaire d'achat d'électricité (voir ci-dessus) conjuguée avec les volumes en croissance.

#### 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 729 063 € pour la période régulatoire 2025-2029. Ces charges sont composées de charges liées aux immobilisations (charges d'amortissement et de désaffectation) et des charges opérationnelles (coûts IT, coûts de marketing, etc).

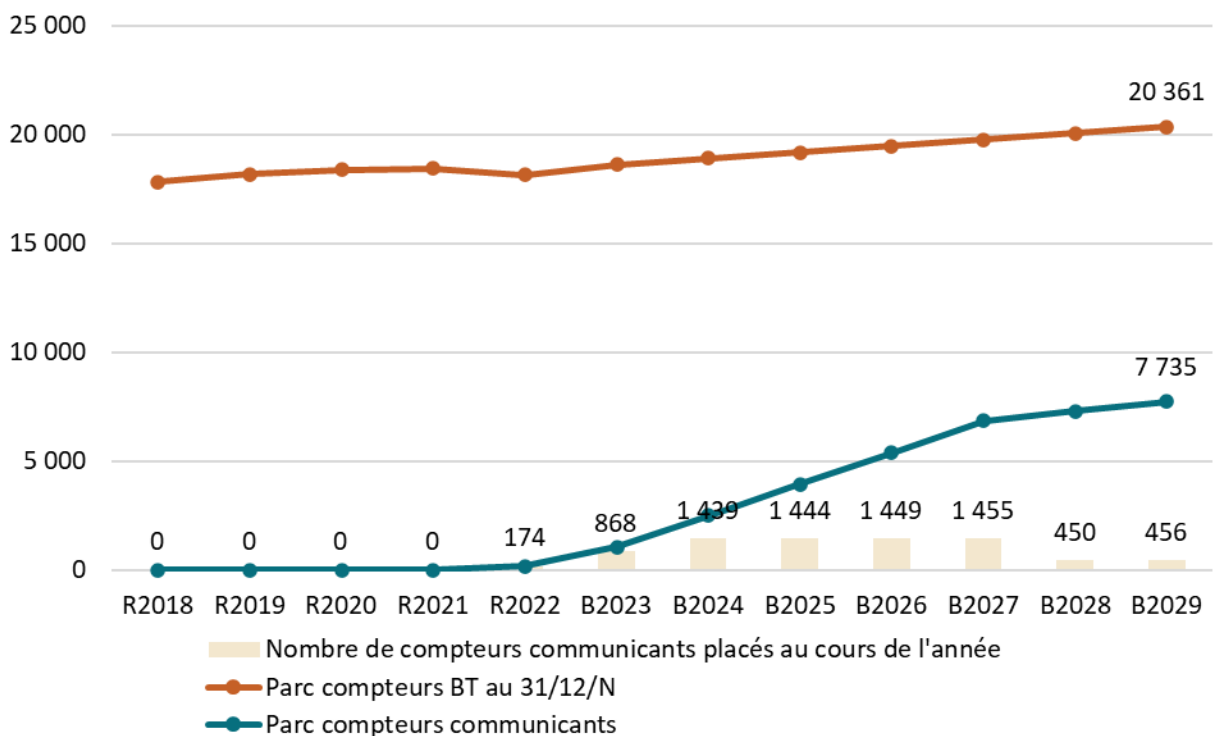
Le graphique suivant montre l'évolution annuelle de ces charges au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 10 ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2025 ET 2029 (€)



Le REW prévoit le placement de 5 254 compteurs communicants sur la période réglementaire 2025-2029 afin d'atteindre 7 735 compteurs communicants sur son réseau à fin 2029 soit 38% du parc de compteurs basse tension.

GRAPHIQUE 11 ÉVOLUTION DU PARC DE COMPTEURS BT ET COMMUNICANTS ENTRE 2018 ET 2029



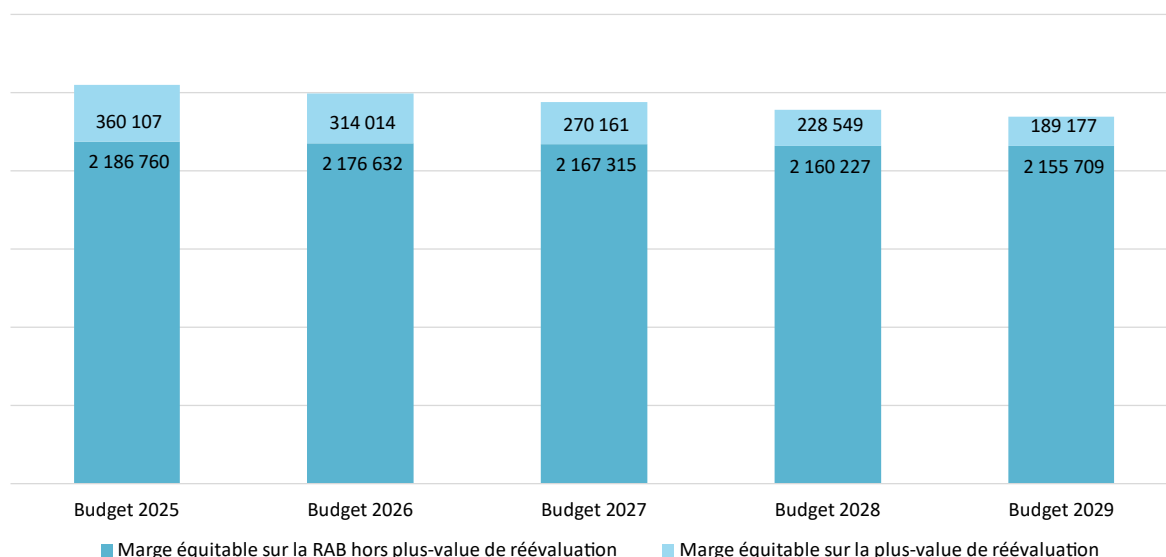
Lors de l'analyse de la demande de budget relatif au déploiement des compteurs communicants, la CWaPE a constaté un certain nombre d'incohérences (coût unitaire hors BAU, recettes surestimées, fin d'OPEX après 2027...) qui permettent au REW de répondre à la contrainte de l'impact marginal mais qui ne 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, le REW n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.

#### 4.2.5.4 La marge équitable

La marge équitable totale se compose de la marge équitable sur l'actif régulé hors plus-value de réévaluation et de la marge équitable sur la plus-value de réévaluation.

La marge équitable totale s'élève à 2 546 867 € en 2025 et à 2 344 887 € en 2029, soit une diminution cumulée de -201 980 € (-7,9%) entre 2025 et 2029.

GRAPHIQUE 12 ÉVOLUTION DE LA MARGE ÉQUITABLE 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 :

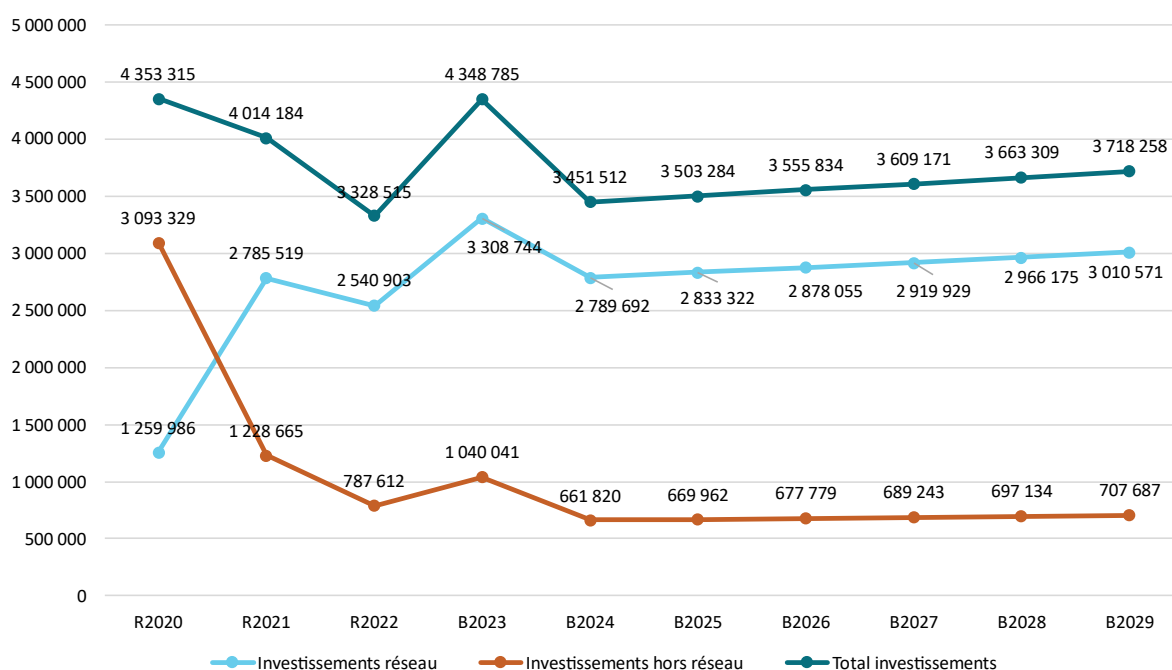
TABLEAU 3 VALEURS DES ACTIFS RÉGULÉS ET DE LA MARGE ÉQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation	4,027%	3,624%	3,222%	2,819%	2,416%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	54 420 466	54 184 430	53 917 465	53 721 745	53 565 400
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	54 184 430	53 917 465	53 721 745	53 565 400	53 497 395
Valeur moyenne des actifs régulés	54 302 448	54 050 947	53 819 605	53 643 572	53 531 397
Valeur de la plus-value de réévaluation au 01/01/N	9 081 414	8 803 220	8 525 025	8 246 830	7 968 635
Valeur de la plus-value de réévaluation au 31/12/N	8 803 220	8 525 025	8 246 830	7 968 635	7 690 441
Valeur moyenne de la plus-value réévaluation	8 942 317	8 664 122	8 385 927	8 107 733	7 829 538
Marge équitable sur la RAB hors plus-value de réévaluation	2 186 760	2 176 632	2 167 315	2 160 227	2 155 709
Marge équitable sur la plus-value de réévaluation	360 107	314 014	270 161	228 549	189 177
Marge équitable totale	2 546 867	2 490 645	2 437 477	2 388 776	2 344 887

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 bruts<sup>6</sup> réseau et hors réseau réalisés par le REW au cours des années 2020 à 2022 ainsi que les projections d'investissements du REW pour les années 2023 à 2029.

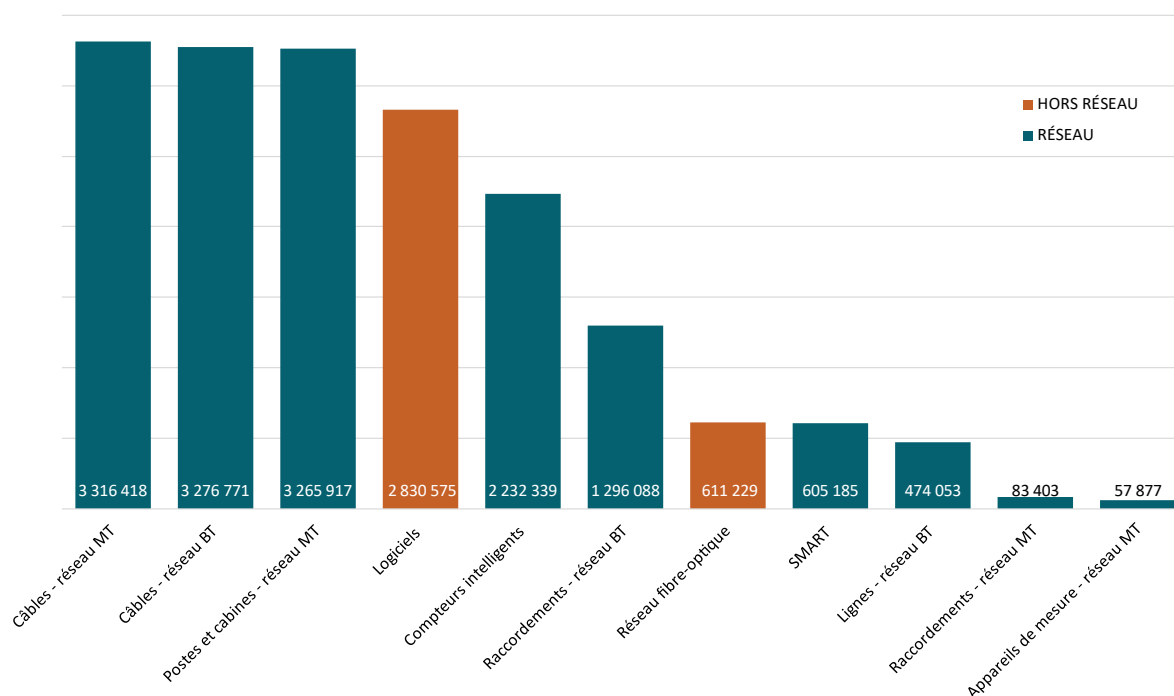
GRAPHIQUE 13 ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS BRUTS RÉSEAU ET HORS RÉSEAU ENTRE 2020 ET 2029 (€)



<sup>6</sup> Les investissements qui sont intégrés dans la RAB sont les investissements nets, c'est-à-dire les investissements bruts déduction faite des subsides et des interventions d'utilisateurs du réseau.

Le REW prévoit une légère croissance nominale (+1,5%) des investissements réseau au cours de la période régulatoire (2025-2029) avec des investissements annuels moyens de 3 609 971 €. Globalement, le REW prévoit d'investir 18 049 856 € au cours de la période régulatoire 2025-2029, dont 14 608 052 € dans son réseau électrique et 3 441 805 € hors réseau. Le graphique suivant montre la répartition de ces investissements par type d'actifs.

GRAPHIQUE 14 INVESTISSEMENTS CUMULÉS PRÉVUS AU COURS DE LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2025-2029 PAR TYPE D'ACTIFS (€).



#### 4.2.5.5 La quote-part des soldes réglementaires

À l'heure actuelle, les soldes réglementaires de distribution de 2017 et 2018 ainsi que le solde réglementaire du projet spécifique relatif à l'année 2022 (soit au total une créance de -1 014 719 €) restent à affecter dans les tarifs du REW<sup>7</sup>.

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

Cette affectation pourra néanmoins être déterminée ultérieurement, par exemple lors de l'approbation des tarifs périodiques de distribution 2025, des tarifs périodiques de distribution 2026-2029 du REW ou dans le cadre d'un rapport ex post. En particulier, les soldes réglementaires des années 2019, 2020, 2021 et 2022 ont été déposés mais n'ont pas encore été approuvés.

<sup>7</sup> Décisions CD-20i29-CWaPE-0444 et 0445

## 5 DÉCISION

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

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

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

Vu la proposition de revenu autorisé électricité déposée par le REW auprès de la CWaPE le 16 octobre 2023 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le REW le 9 novembre 2023 et le 7 février 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 le REW auprès de la CWaPE le 7 février 2024 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le REW le 13 mars 2024 ;

Vu la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée par le REW auprès de la CWaPE le 14 mars 2024 ;

Vu la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée par le REW auprès de la CWaPE le 27 mars 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 27 mars 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution REW – 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 27 mars 2024 par le REW.**



## 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<sup>er</sup>, 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 27 mars 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution REW

*Date du document : 04/04/2024*

## DÉCISION

CD-24c28-CWape-0906

### **PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ ÉLECTRICITÉ 2025-2029 DÉPOSÉE LE 14 MARS 2024 PAR LE GESTIONNAIRE RÉSEAU DE DISTRIBUTION REW**

#### **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<sup>er</sup>, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et de l'article 5, § 1<sup>er</sup>, 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	LE REVENU AUTORISÉ .....	7
1.1	<i>Dispositions tarifaires</i> .....	7
1.2	<i>Valorisation des revenus autorisés 2025-2029</i> .....	7
2	LES CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES (CNC) .....	10
2.1	<i>Valorisation des charges nettes opérationnelles contrôlables</i> .....	10
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<sub>autres</sub>)</i> .....	10
2.2.1	Montants maximaux des budgets 2025-2029 .....	10
2.2.2	Budget 2025-2029 CNC <sub>autres</sub> .....	11
2.3	<i>Les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNI)</i> .....	12
2.3.1	Montants maximaux des budgets 2025-2029 .....	12
2.3.2	Budget 2025-2029 CNI .....	12
2.4	<i>Les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (CNC<sub>OSP</sub>)</i> .....	13
2.4.1	Montants maximaux des budgets 2025-2029 .....	13
2.4.2	Budget 2025-2029 OSP .....	13
3	LES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES (CNNC) .....	14
3.1	<i>Dispositions tarifaires</i> .....	14
3.2	<i>Détermination du budget des charges nettes non contrôlables de 2025 à 2029</i> .....	14
3.3	<i>Les charges nettes opérationnelles non contrôlables hors OSP</i> .....	15
3.3.1	Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD .....	15
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 .....	18
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 .....	20
3.4	<i>Les charges et produits non contrôlables OSP</i> .....	21
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 .....	21
3.4.2	Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre .....	22
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 DÉPLOIEMENT 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 .....	29
4.1.3	Nombre de compteurs communicants .....	30

4.1.4	Architecture informatique.....	31
4.1.5	Hypothèses générales .....	34
4.1.6	Coûts d'investissement réseau.....	36
4.1.7	Coûts IT.....	39
4.1.8	Coûts de télécom.....	41
4.1.9	Coûts équipe projet et équipe business.....	42
4.1.10	Coûts de communication .....	43
4.1.11	Coûts de formation .....	43
4.1.12	Autres couts .....	43
4.1.13	Bénéfices .....	43
4.1.14	Résumé chiffré .....	50
4.2	<i>Détermination des charges nettes additionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants</i> .....	52
4.2.1	Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau .....	52
4.2.2	Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT .....	54
4.3	<i>Synthèse des budgets liés au déploiement des compteurs communicants</i> .....	55
4.4	<i>Respect de l'impact marginal</i> .....	55
4.5	<i>Classification entre charges fixes et variables</i> .....	56
4.6	<i>Coûts variables unitaires</i> .....	56
5	LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE (MBE <sub>N</sub> ) .....	57
5.1	<i>Dispositions tarifaires</i> .....	57
5.2	<i>Détermination de la marge bénéficiaire équitable</i> .....	57
5.2.1	Dispositions tarifaires.....	57
5.2.2	Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation .....	58
5.2.3	Évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2025.....	60
5.2.4	Détermination de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation .....	62
5.2.5	Évolution de la plus-value de réévaluation à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 2025 .....	63
6	LA QUOTE-PART DES SOLDES RÉGULATOIRES (SRN).....	64
6.1	<i>Dispositions tarifaires</i> .....	64
6.2	<i>Détermination de la quote-part des soldes réglementaires des années précédentes</i> .....	64

### Index des graphiques

GRAPHIQUE 1	QUOTE-PART DES ÉLÉMENTS COMPOSANT LES REVENUS AUTORISÉS 2025-2029 .....	8
GRAPHIQUE 2	STRATÉGIE DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DE 2024 À 2033 .	30
GRAPHIQUE 3	ARCHITECTURE INFORMATIQUE.....	31
GRAPHIQUE 4	ÉVOLUTION DU NOMBRE DE COMPTEURS BT .....	34
GRAPHIQUE 5	RÉPARTITION DES DÉPENSES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS.....	52
GRAPHIQUE 6	RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS NETS CUMULÉS DES ANNÉES 2023 ET 2024 ...	60
GRAPHIQUE 7	RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS BRUTS CUMULÉS DES ANNÉES 2025 À 2029...	62

## Index tableaux

TABLEAU 1	ÉVOLUTION DES REVENUS AUTORISÉS RÉELS DE 2019-2022 ET BUDGÉTÉS DE 2024-2029 .....	8
TABLEAU 2	SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025-2029.....	9
TABLEAU 3	SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES (CNC) 2025-2029 .....	10
TABLEAU 4	MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTRÔLABLES HORS OSP ET HORS CNI .....	11
TABLEAU 5	BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTRÔLABLES HORS OSP ET HORS CNI.....	11
TABLEAU 6	MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTRÔLABLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS.....	12
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 .....	13
TABLEAU 10	SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES DES ANNÉES 2025 À 2029...	14
TABLEAU 11	CHARGES ET PRODUITS DE TRANSIT DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	15
TABLEAU 12	VALEURS PRÉVISIONNELLES INDICE SANTÉ RETENUES PAR LE REW.....	15
TABLEAU 13	CHARGES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	16
TABLEAU 14	VOLUMES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR LE COUVERTURE DES PERTES DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	16
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 .....	18
TABLEAU 17	CALCUL DES CHARGES FISCALES DES ANNÉES 2025 À 2029 .....	19
TABLEAU 18	CHARGES RELATIVES AU PRÉCOMPTE IMMOBILIER DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	20
TABLEAU 19	CHARGES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTÈLE .....	21
TABLEAU 20	CHARGES DE DISTRIBUTION POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTÈLE DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	22
TABLEAU 21	CHARGES DE TRANSPORT POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTÈLE DES ANNÉES 2025 À 2029 .....	23
TABLEAU 22	PRODUITS ISSUS DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À LA CLIENTÈLE DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	24
TABLEAU 23	PRODUITS ISSUS DE LA COMPENSATION CREG DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	25
TABLEAU 24	CHARGE, VOLUMES ET PRIX D'ACHAT DES CERTIFICATS VERTS DES ANNÉES 2019 À 2029 .....	25

TABLEAU 25	NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029.....	30
TABLEAU 26	HYPOTHÈSES ET RÉFÉRENCES DU NOMBRE D'EAN .....	34
TABLEAU 27	HYPOTHÈSES ET RÉFÉRENCES DU NOMBRE DE COMPTEURS À BUDGET.....	35
TABLEAU 28	NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029.....	36
TABLEAU 29	COÛT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT BAU.....	37
TABLEAU 30	COÛT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT HORS BAU.....	37
TABLEAU 31	COÛT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT.....	38
TABLEAU 32	INVESTISSEMENTS BRUTS COMPTEURS COMMUNICANTS.....	39
TABLEAU 33	INVESTISSEMENT NET COMPTEURS COMMUNICANTS.....	39
TABLEAU 34	RÉPARTITION PAR GRD DES COÛTS VARIABLES COMMUNS POUR LA PÉRIODE 2025-2029 .....	40
TABLEAU 35	COÛTS D'INVESTISSEMENT IT POUR LA PÉRIODE 2025-2029 .....	40
TABLEAU 36	OPEX IT POUR LA PÉRIODE 2025-2029 .....	41
TABLEAU 37	OPEX IT POUR LA PÉRIODE 2025-2029 .....	42
TABLEAU 38	COÛTS DE FORMATION .....	43
TABLEAU 39	COÛT D'ENVOI DES COURRIERS (TIMBRES-POSTES) .....	43
TABLEAU 40	RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES POUR LE GRD .....	44
TABLEAU 41	COÛTS OSP/CÀB –RÉFÉRENCE MOYENNE R2019-R2022 .....	45
TABLEAU 42	RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE GESTION DES CÀB .....	45
TABLEAU 43	RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE RECHARGEMENT DES CÀB .....	45
TABLEAU 44	RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIFS AUX MOZA / EOC / DROP.....	46
TABLEAU 45	RÉSUMÉ DES HYPOTHÈSE RELATIVES AUX BÉNÉFICES DES PROCESSUS DE MARCHÉ .....	47
TABLEAU 46	RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF AUX PROCESSUS DE MARCHÉ.....	47
TABLEAU 47	RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF AUX MOVE-IN ET MOVE-OUT .....	48
TABLEAU 48	RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF PERTES ADMINISTRATIVES .....	49
TABLEAU 49	RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF À LA RELÈVE DES COMPTEURS.....	49
TABLEAU 50	SYNTHÈSE DES DÉPENSES DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029 .....	50
TABLEAU 51	DÉTAILS DES DÉPENSES D'INVESTISSEMENTS DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029 .....	50
TABLEAU 52	CHARGES OPÉRATIONNELLES DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029.....	51
TABLEAU 53	CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS CORPORELLES RÉSEAU .....	53

TABLEAU 54	CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS INCORPORELLES IT .....	54
TABLEAU 55	CHARGES ET PRODUITS RELATIFS AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNÉES 2025-2029 .....	55
TABLEAU 56	IMPACT MARGINAL .....	55
TABLEAU 57	CHARGES NETTES FIXES ET VARIABLES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNÉES 2025 A 2029 .....	56
TABLEAU 58	COÛTS VARIABLES UNITAIRES .....	56
TABLEAU 59	SYNTHÈSE DE LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE 2025-2029 .....	57
TABLEAU 60	SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS ENTRE 2023 ET 2024 ....	58
TABLEAU 61	INVESTISSEMENTS NETS DES ANNÉES 2023 ET 2024 .....	59
TABLEAU 62	SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS HORS PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION DE 2025 À 2029 .....	61
TABLEAU 63	INVESTISSEMENTS BRUTS DES ANNÉES 2025 À 2029 .....	61
TABLEAU 64	SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION ENTRE 2023 ET 2024 .....	63
TABLEAU 65	SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION DE 2025 À 2029	63
TABLEAU 66	SOLDES RÉGULATOIRES .....	64
TABLEAU 67	AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES.....	64



# 1 LE REVENU AUTORISÉ

## 1.1 Dispositions tarifaires

Conformément à l'article 8 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (ci-après, la méthodologie tarifaire 2025-2029), le calcul du revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire 2025-2029 doit être réalisé en application de la formule suivante :

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

Avec :

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

## 1.2 Valorisation des revenus autorisés 2025-2029

Sur la base de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution REW (ci-après dénommé « le gestionnaire de réseau de distribution ») introduite auprès de la Commission Wallonne pour l'Énergie (CWaPE) en date du 27 mars 2024, **le revenu autorisé est valorisé à 12 176 198 € en 2025 pour atteindre 12 660 202 € 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 **1 147 152 €, soit de 10,4%.**

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 **1 393 134 €, soit une hausse de 12,9 %.**

**TABLEAU 1 ÉVOLUTION DES REVENUS AUTORISÉS RÉELS DE 2019-2022 ET BUDGÉTÉS DE 2024-2029**

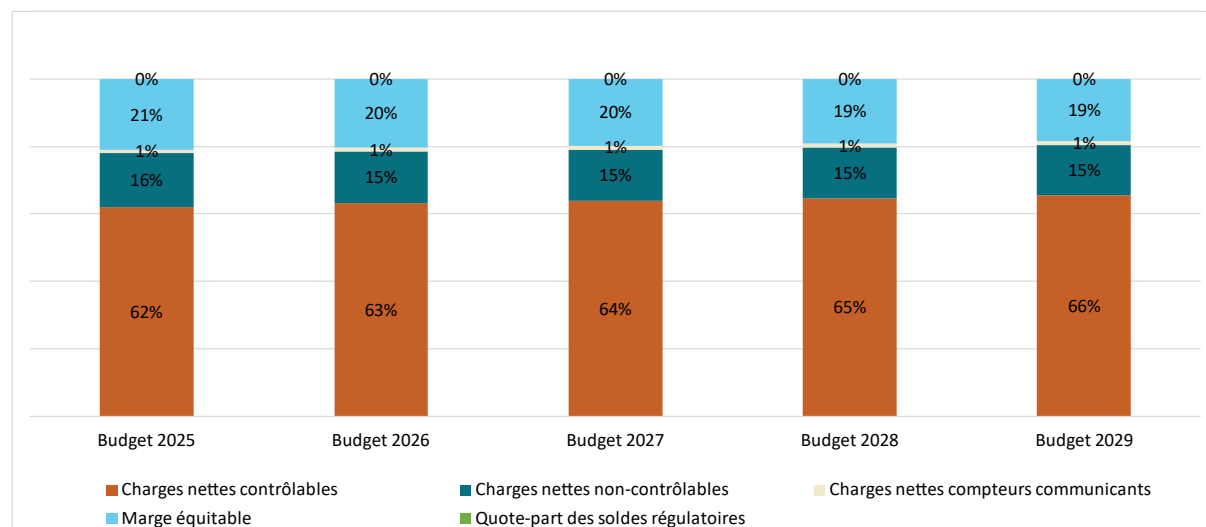
K€	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Budget 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables	5 602	6 388	6 572	6 524	6 230	7 563	7 723	7 889	8 059	8 298
Charges nettes non contrôlables	1 441	1 101	1 222	954	1 548	1 926	1 883	1 867	1 865	1 866
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	0	0	0	0	366	141	143	146	148	151
Marge équitable	2 543	2 612	2 604	2 593	2 519	2 547	2 491	2 437	2 389	2 345
Quote-part des soldes régulatoires	709	711	711	712	366	0	0	0	0	0
<b>TOTAL REVENU AUTORISÉ</b>	<b>10 295</b>	<b>10 812</b>	<b>11 108</b>	<b>10 783</b>	<b>11 029</b>	<b>12 176</b>	<b>12 241</b>	<b>12 339</b>	<b>12 462</b>	<b>12 660</b>
	Évolution par rapport à N-1					10,4%	0,5%	0,8%	1,0%	1,6%
	Évolution par rapport à la réalité 2022					12,9%	13,5%	14,4%	15,6%	17,4%

Source : Décision ! ELEC RA 2019-2029

Composés majoritairement de charges nettes contrôlables (64%), les revenus autorisés électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (15%), la marge bénéficiaire équitable (20%) et des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (1%).

N'étant encore ni approuvés ni affectés, il n'y a pas de soldes régulatoires des années antérieures.

**GRAPHIQUE 1 QUOTE-PART DES ÉLÉMENTS COMPOSANT LES REVENUS AUTORISÉS 2025-2029**



Source : Décision ELEC RA 2025-2029

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025-2029

Intitulé	K€	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL	%
<b>Charges nettes contrôlables</b>		7 563	7 723	7 889	8 059	8 298	39 532	64%
Charges nettes contrôlables autres		3 113	3 193	3 277	3 364	3 519	16 466	27%
Charges nettes contrôlables des obligations de service public		907	924	940	957	974	4 703	8%
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations		3 543	3 607	3 671	3 738	3 805	18 363	30%
<b>Charges et produits non contrôlables</b>		1 926	1 885	1 870	1 871	1 872	9 424	15%
Charges et produits non contrôlables hors OSP		1 903	1 863	1 849	1 849	1 850	9 315	15%
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD		-3	-3	-3	-3	-3	-15	0%
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique		626	590	577	577	577	2 946	6%
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation		0	0	0	0	0	0	0%
Redevance de voirie		415	422	430	438	446	2 150	4%
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable		820	808	798	789	781	3 996	5%
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers		46	47	48	48	49	238	0%
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL		0	0	0	0	0	0	0%
Charges de pension non-capitalisées		0	0	0	0	0	0	0%
<b>Charges et produits non contrôlables OSP</b>		23	21	21	22	22	109	0%
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD		107	107	111	116	122	564	1%
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre		92	99	106	114	121	532	1%
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre		30	33	35	37	40	175	0%
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 la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social		-219	-230	-244	-260	-277	-1 230	-2%
Charges d'achat des certificats verts		12	13	14	14	15	69	0%
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation		0	0	0	0	0	0	0%
<b>Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants</b>		141	143	146	148	151	729	1%
Charges nettes fixes		11	-36	-74	-49	-63	-211	0%
Charges nettes variables		129	179	220	198	214	940	2%
<b>Marge équitable</b>		2 547	2 491	2 437	2 389	2 345	12 209	20%
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation		2 187	2 177	2 167	2 160	2 156	10 847	18%
Marge équitable PV de réévaluation		360	314	270	229	189	1 362	2%
Marge OSP		0	0	0	0	0	0	0%
<b>Quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés</b>		0	0	0	0	0	0	0%
Soldes réglementaires déjà affectés		0	0	0	0	0	0	0%
<b>TOTAL</b>		12 176	12 241	12 339	12 462	12 660	61 877	100%

Source : TAB7

## 2 LES CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES (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 est repris dans le tableau suivant :

TABLEAU 3 SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES (CNC) 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Autres	3 112 544	3 193 183	3 276 969	3 364 386	3 519 233	16 466 315
Obligations de service public	907 323	923 655	940 281	957 206	974 435	4 702 900
Immobilisations	3 542 753	3 606 523	3 671 440	3 737 526	3 804 801	18 363 043
Charges nettes contrôlables	7 562 620	7 723 361	7 888 690	8 059 118	8 298 470	39 532 257

Source : TAB2 ctrl

### 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 CONTRÔLABLES HORS OSP ET HORS CNI**

Charges nettes contrôlables autres - réalité 2019	2 306 016
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2019	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2019	2 306 016
Charges nettes contrôlables hors OSP autres - réalité 2020	2 716 219
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2020	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2020	2 716 219
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021	2 631 490
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2021	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2021	2 631 490
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2022	2 448 374
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2022	
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2022	2 448 374
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	2 595 297
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2020 indexée jusque 2022	3 027 141
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021 indexée jusque 2022	2 874 955
Moyenne charges nettes contrôlables autres - réalité 2019 à 2022	2 736 442
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	3 010 080
Facteur individuel d'efficience (Xi)	-1,166%
Coûts additionnels de transition 2025	137 561
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	3 112 544
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,80%
Coûts additionnels de transition 2026	196 428
Coûts additionnels de transition 2026 indexés	199 964
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2026	3 193 183
Coûts additionnels de transition 2027	256 098
Coûts additionnels de transition 2027 indexés	265 401
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2027	3 276 969
Coûts additionnels de transition 2028	316 932
Coûts additionnels de transition 2028 indexés	334 356
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2028	3 364 386
Coûts additionnels de transition 2029	438 215
Coûts additionnels de transition 2029 indexés	470 629
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2029	3 519 233

Source : TAB2.1

### 2.2.2 Budget 2025-2029 CNC<sub>autres</sub>

Le REW a proposé des budgets équivalents aux maxima, calculés selon la méthodologie tarifaire.

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

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD					
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres	3 112 544	3 193 183	3 276 969	3 364 386	3 519 233
Budget retenu	3 112 544	3 193 183	3 276 969	3 364 386	3 519 233

Source : TAB2.1

## 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 CONTRÔLABLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS**

Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019	2 798 923
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020	2 912 216
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021	3 046 562
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2022	3 158 722
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	3 150 037
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020 indexées jusque 2022	3 245 574
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021 indexées jusque 2022	3 328 430
Moyenne charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019 à 2022	3 220 691
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	3 542 753
<b>Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025</b>	<b>3 542 753</b>
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
<b>Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2026</b>	<b>3 606 523</b>
<b>Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2027</b>	<b>3 671 440</b>
<b>Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2028</b>	<b>3 737 526</b>
<b>Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2029</b>	<b>3 804 801</b>

Source : TAB2.3

### 2.3.2 Budget 2025-2029 CNI

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

**TABLEAU 7 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTRÔLABLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS**

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD					
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP	3 542 753	3 606 523	3 671 440	3 737 526	3 804 801
Budget retenu	3 542 753	3 606 523	3 671 440	3 737 526	3 804 801

Source : TAB2.3

## 2.4 Les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (CNC<sub>OSP</sub>)

### 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 CONTRÔLABLES OSP

Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2019	497 007
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020	759 358
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021	893 912
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2022	917 111
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 jusque 2022	559 355
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020 indexées jusque 2022	846 280
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021 indexées jusque 2022	976 617
Moyenne charges nettes contrôlables hors OSP - réalité 2019 à 2022	824 841
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 jusque 2025	907 323
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	907 323
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2026	923 655
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2027	940 281
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2028	957 206
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2029	974 435

Source : TAB2.2

### 2.4.2 Budget 2025-2029 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 CONTRÔLABLES OSP

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD					
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP	907 323	923 655	940 281	957 206	974 435
Budget retenu	907 323	923 655	940 281	957 206	974 435

Source : TAB2.2

### 3 LES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES (CNNC)

#### 3.1 Dispositions tarifaires

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

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

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 le REW est repris dans le tableau suivant :

TABLEAU 10 SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES DES ANNÉES 2025 À 2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges et produits de transit	-2 886	-2 938	-2 990	-3 044	-3 099
Charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électrique	625 743	589 585	576 853	576 853	576 853
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés pour la réconciliation	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	414 821	422 288	429 889	437 627	445 504
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	819 624	807 748	797 929	789 136	781 417
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	45 867	46 693	47 533	48 389	49 260
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
<b>TOTAL hors OSP</b>	<b>1 903 169</b>	<b>1 863 377</b>	<b>1 849 214</b>	<b>1 848 960</b>	<b>1 849 935</b>
Charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	107 412	107 125	110 604	116 396	122 188
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	91 639	98 745	106 077	113 642	121 444
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	30 229	32 574	34 992	37 488	40 061
Produits issus de la facturation de la fourniture 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	-218 662	-230 009	-244 174	-260 223	-276 657
Charges d'achat des certificats verts	12 267	12 984	13 702	14 419	15 137
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés pour la réconciliation	0	0	0	0	0
<b>TOTAL OSP</b>	<b>22 885</b>	<b>21 419</b>	<b>21 201</b>	<b>21 722</b>	<b>22 173</b>
<b>TOTAL non contrôlables</b>	<b>1 926 055</b>	<b>1 884 796</b>	<b>1 870 415</b>	<b>1 870 682</b>	<b>1 872 109</b>

Source : TAB3



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

### 3.3 Les charges nettes opérationnelles non contrôlables hors OSP

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

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

TABLEAU 11 CHARGES ET PRODUITS DE TRANSIT DES ANNÉES 2019 À 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 nettes relatives au transit	12 157	18 002	-17 806	14 106	-2 736	-2 835	-2 886	-2 938	-2 990	-3 044	-3 099

Source : TAB3.1

Les budgets des charges et produits de transit des années 2025 à 2029 ont été établis sur la base des montants indexés de transit entrant et sortant budgétés pour la période 2025-2029 basés sur la meilleure estimation disponible pour 2023.

Les indices santé utilisés par le REW correspondent à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023, sur base des publications du Bureau Fédéral du Plan<sup>1</sup>, à savoir :

TABLEAU 12 VALEURS PRÉVISIONNELLES INDICE SANTÉ RETENUES PAR LE REW

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

<sup>1</sup> Prévisions de l'indice santé pour les années 2023 et 2024 publiées le 6 juin dernier, et « Perspectives économiques 2023-2028 » qui inclut les prévisions de l'indice santé jusque 2028.  
[https://www.plan.be/uploaded/documents/202306150854550.FOR\\_MIDTERM\\_2328\\_STAT\\_12846\\_F.pdf](https://www.plan.be/uploaded/documents/202306150854550.FOR_MIDTERM_2328_STAT_12846_F.pdf)

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

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

TABLEAU 13 CHARGES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNÉES 2019 À 2029

Coût d'achat pour la couverture des pertes sur le réseau	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Trans HT					0	0	0	0	0	0	0
26-1kV	51 370	32 901	31 195	40 035	21 010	15 804	11 889	11 202	10 960	10 960	10 960
Trans BT	49 023	31 397	29 770	38 206	54 183	40 759	30 661	28 890	28 266	28 266	28 266
BT	338 215	216 613	205 387	263 588	1 030 573	775 244	583 193	549 494	537 627	537 627	537 627
<b>TOTAL</b>	<b>438 609</b>	<b>280 911</b>	<b>266 352</b>	<b>341 830</b>	<b>1 105 765</b>	<b>831 807</b>	<b>625 743</b>	<b>589 585</b>	<b>576 853</b>	<b>576 853</b>	<b>576 853</b>

Source : TAB3.2

#### 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'ÉLECTRICITÉ POUR LE COUVERTURE DES PERTES DES ANNÉES 2019 À 2029

Volumes d'achat (MWh) pour la couverture des pertes sur le réseau	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Trans HT											
26-1kV											
Trans BT											
BT											
<b>Total volumes</b>	Non publié										

Source : TAB3.2

Les hypothèses pour les volumes de pertes 2025-2029 sont celles de la meilleure estimation pour 2023.

Les volumes de perte budgétés pour la période 2025-2029 sont stables pendant toute la période et correspondent aux derniers volumes de pertes de la meilleure estimation pour 2023.

### 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 ÉLECTRICITÉ POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNÉES 2019 À 2029

Pour rappel, le marché relatif à l'achat d'électricité pour couvrir les pertes du REW est un marché conjoint au niveau d'AREWAL. À 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 clics.

Le prix unitaire tous fournisseurs confondus de l'année **2025** s'élève à \_\_\_\_\_ par MWh. Il a été déterminé sur la base du contrat d'achat d'électricité conclu pour l'année 2025 avec \_\_\_\_\_ et des clics 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 Éclairage 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. Le coût 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, le REW 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 2024<sup>2</sup>.

### 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, le REW 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 le REW, il est en effet très compliqué de déterminer un volume de réconciliation sur une période si étendue.

### 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 À LA REDEVANCE DE VOIRIE DES ANNÉES 2019 À 2029

Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Est. 2023	Est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Redev. de voirie	389 830	394 010	369 401	377 111	393 326	407 486	414 821	422 288	429 889	437 627	445 504

Source : TAB3.4

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.

<sup>2</sup> <https://my.elexys.be/MarketInformation/IceEndexPowerBE.aspx>

### 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 ANNÉES 2025 À 2029

Intitulé		Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	(A)	2 546 867	2 494 711	2 448 317	2 404 584	2 363 857
Charges d'intérêts sur emprunt (signe positif)	(B)	206 464	189 936	173 000	155 650	138 079
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
MBE brute = (MBE nette - charges d'intérêts sur emprunt) / (1-taux impôt)	[I]	3 120 537	3 073 033	3 033 756	2 998 580	2 967 705
Charges fiscales de base	[I]-(A)-(B)	367 206	388 387	412 439	438 345	465 769
Dépenses non admises et non déductibles	(C) = $\sum$ (1) à (8)	118 469	118 470	118 471	118 472	118 473
Amortissement de la Plus-value de réévaluation	(1)					
Frais de restaurant	(2)					
Tickets repas	(3)					
Frais de voiture (Carburant)	(4)					
Frais de déplacement	(5)					
Frais de réception et de représentation	(6)					
Frais d'assurance hospitalisation	(7)					
Autres dépenses non admises	(8)	118 469	118 470	118 471	118 472	118 473
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales complémentaires sur DNA	(9) = (C) x Taux impôt	29 617	29 617	29 618	29 618	29 618
Brutage ISOC sur dépenses non admises = Charges fiscales complémentaires sur DNA / (1-taux impôt)	[II]	39 490	39 490	39 490	39 491	39 491
Intérêts notionnels déductibles	(D) = (13) x (14)	0	0	0	0	0
Fonds propres au 31.12.N-1	(10)					
Plus-value de réévaluation	(11)					
Autres déductions	(12)					
Fonds propres pour calcul des intérêts notionnels	(13) = (10)-(11)-(12)	0	0	0	0	0
Taux de base des Grandes Entreprises	(14)					
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
Brutage ISOC sur intérêts notionnels	[III]	0	0	0	0	0
Bénéfice à déclarer par le GRD	IV = [I+II-III]	3 160 027	3 112 523	3 073 246	3 038 070	3 007 196
Base imposable	V = [IV+(C)+(D)]	3 278 495	3 230 993	3 191 717	3 156 542	3 125 669
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales dues sur base imposable	CF= [V] x Taux impôt	819 624	807 748	797 929	789 136	781 417
Taux d'imposition effectif	CF/Bénéfice à déclarer	25,94%	25,95%	25,96%	25,97%	25,98%
Majoration de la marge bénéficiaire équitable nette	CF/(A)	32,18%	32,38%	32,59%	32,82%	33,06%

Source : TAB3.5

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

Le REW a budgété du précompte immobilier parmi les autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers, en ligne avec les montants réels rapportés par le passé.

**TABEAU 18** CHARGES RELATIVES AU PRÉCOMPTE IMMOBILIER DES ANNÉES 2019 À 2029

Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges relatives à la redevance de voirie	31 895	35 954	39 072	40 024	43 490	45 056	45 867	46 693	47 533	48 389	49 260

Source : TAB3.6

### 3.3.7 Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL

Le REW n'a pas budgété de cotisations de responsabilisation ONSSAPL, comme par le passé.

### 3.3.8 Charges de pension non-capitalisées

Le REW n'a pas de charges de pension non-capitalisées.

## 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 19 CHARGES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTÈLE

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Est. 2023	Est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh											
Prix unitaire (€/MWh)											
Coûts d'achat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clients protégés											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Est. 2023	Est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non publié										
Prix unitaire (€/MWh)											
Coûts d'achat	38 353	34 255	40 799	34 252	167 605	134 432	107 412	107 125	110 604	116 396	122 188
TOTAL											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Est. 2023	Est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non publié										
Prix unitaire (€/MWh)											
Coûts d'achat	38 353	34 255	40 799	34 252	167 605	134 432	107 412	107 125	110 604	116 396	122 188

Source : TAB3.9

#### 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 une extrapolation linéaire de la tendance observée de 2013 à 2022 ;
- Pour les clients sous fournisseur X : le REW ne prévoit pas de volumes budgétés par mise en œuvre de procédures suffisamment performantes pour éviter ce cas de figure.

#### 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.

TABEAU 20 CHARGES DE DISTRIBUTION POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTÈLE DES ANNÉES 2019 À 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh											
Tarif distribution moyen											
Coûts de distribution	0	23 822	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clients protégés											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non publié										
Tarif distribution moyen	Non publié										
Coûts de distribution	66 337	63 756	90 709	108 164	89 910	84 221	91 639	98 745	106 077	113 642	121 444
TOTAL											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non publié										
Tarif distribution moyen	Non publié										
Coûts de distribution	66 337	87 578	90 709	108 164	89 910	84 221	91 639	98 745	106 077	113 642	121 444

Source : TAB3.10

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 pour la période 2025-2029 sont indexés sur la base du tarif 2025, lui-même indexé par rapport à la meilleure estimation 2024.



### 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.

**TABEAU 21** CHARGES DE TRANSPORT POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTÈLE DES ANNÉES 2025 À 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh											
Tarif transport moyen											
Coûts de transport	0	11 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Clients protégés											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non publié										
Tarif transport moyen	Non publié										
Coûts de transport	20 424	30 750	29 567	0	20 170	27 958	30 229	32 574	34 992	37 488	40 061

TOTAL											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	Non publié										
Tarif transport moyen	Non publié										
Coûts de transport	20 424	41 751	29 567	0	20 170	27 958	30 229	32 574	34 992	37 488	40 061

Source : TAB3.11

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<sup>er</sup> mars 2023 au 29 février 2024. Pour la période 2025-2029, ces prix unitaires sont indexés par rapport au tarif 2024, lui-même fortement augmenté par rapport au tarif 2023.

### 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 22 PRODUITS ISSUS DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À LA CLIENTÈLE DES ANNÉES 2019 À 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Est. 2023	Est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Produits issus de la facturation											
Volume en MWh											
Prix unitaire moyen hors régularis.											
Régularis. et corrections											

Clients protégés											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Est. 2023	Est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Produits issus de la facturation (signe négatif)						-183 912	-198 854	-214 275	-230 186	-246 600	-263 531
Volume en MWh	Non publié										
Prix unitaire moyen hors régularis.	Non publié										
Régularis. et corrections											

Source : TAB3.12

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 sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle (cf. point 3.4.1.1. de la présente annexe).

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 estimé pour 2024 et indexé.

### 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 23** PRODUITS ISSUS DE LA COMPENSATION CREG DES ANNÉES 2019 À 2029

Compensation CREG											
Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure est. 2023	Meilleure est. 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Compens. CREG (signe négatif)							-19 808	-15 734	-13 989	-13 622	-13 126

Source : TAB3.12

Les budgets des années 2025 à 2029 sont basés sur la même extrapolation des volumes des clients protégés que pour les clients protégés (cf. 3.4.1), appliqué à la proportion de clients protégés fédéraux dans les clients protégés 2022.

### 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 24** CHARGE, VOLUMES ET PRIX D'ACHAT DES CERTIFICATS VERTS DES ANNÉES 2019 À 2029

Intitulé	Réel 2019	Réel 2020	Réel 2021	Réel 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volumes fournis non-soumis au quota (MWh)					Non publié						
Volumes fournis soumis au quota (MWh)	129	146	110	50	447	477	506	536	565	595	625
Quota en %	100%	100%	100%	100%	37,3%	37%	37%	37%	37%	37%	37%
Volume à financer	129	146	110	50	167	178	189	200	211	222	233
Prix unitaire	67	66	67	67	65	65	65	65	65	65	65
Charges d'achat certificats verts	8 579	9 696	7 352	3 342	10 832	11 549	12 267	12 984	13 702	14 419	15 137

Source : TAB3.13

Les volumes ont été considérés en croissance par rapport à 2023. Le nombre de certificats verts à annuler a été estimé sur la base du quota de certificats de 2019 considéré comme stable, alors qu'il augmente d'année en année<sup>3</sup>. Le constat de cette erreur n'a toutefois pas conduit à un refus de la proposition de revenu autorisé vu son impact minime. Toute éventuelle révision ultérieure du revenu autorisé devrait toutefois reprendre sa rectification.

<sup>3</sup> <https://energie.wallonie.be/fr/le-quota-de-certificats-verts.html?IDC=9822&IDD=135925>

## 4 LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT 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, le REW, 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 GRD wallons REW, AIEG, 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 GRD, 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 nécessaires 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 prévoit que 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 ;
- Gestion et affichage du solde validé venant du PPP Atrias une fois par jour ;
- 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 par 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<sup>er</sup> 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 plateforme 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...).

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.

En ce qui concerne les zones blanches, AREWAL est actuellement en phase d'analyse avec le prestataire télécom afin de réduire au maximum ce type de zone ou d'avoir une autre alternative comme par

exemple un roaming vers l'étranger dans le cadre de zone frontalière comme (Viroinval, Rance, Rumes etc..).

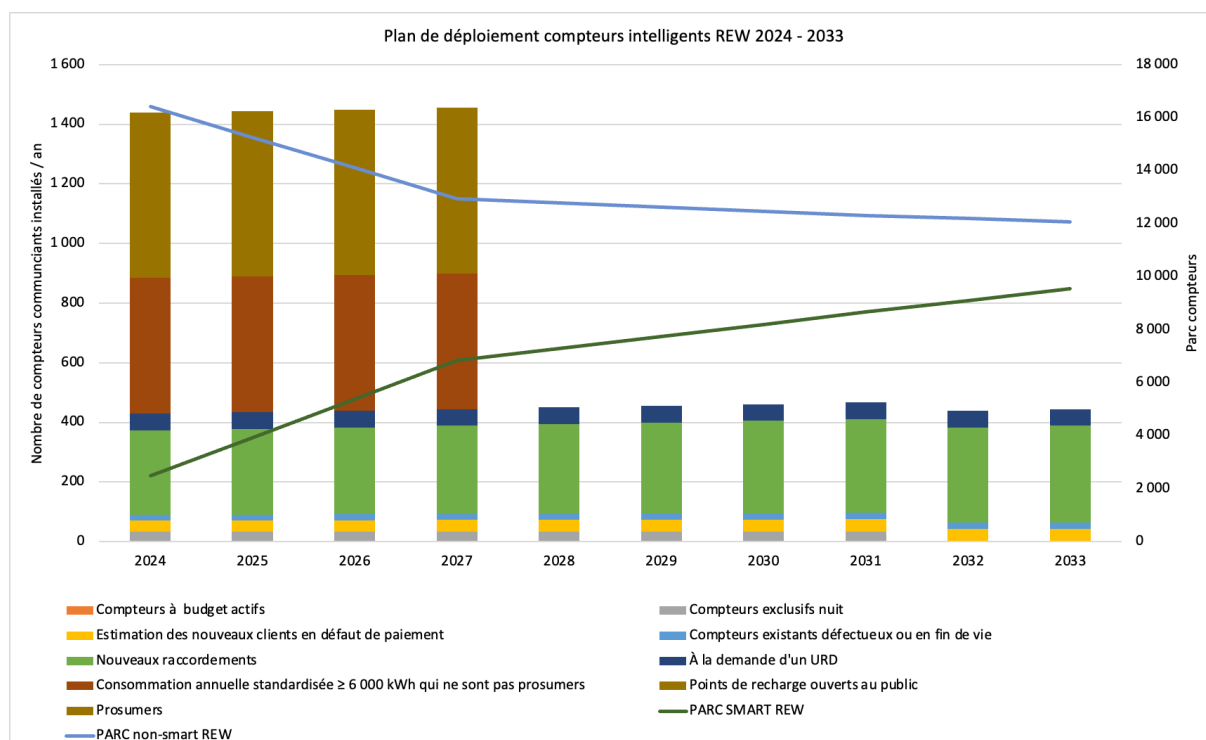
#### 4.1.2 Stratégie de déploiement des compteurs communicants

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 :

- **Segment URD compteur à budgets actifs / URD en défaut de paiement** : À l'initiative du GRD, la totalité des compteurs à budget existant ont été remplacés par des compteurs communicants avant le 31 décembre 2023 ; Estimation de nouveaux raccordements annuels équivalente à 0,20 % du nombre d'EAN évolutif du REW, soit 405 compteurs de 2024 à 2033.
- **Segment nouveaux raccordements** : Placement de 3 034 compteurs communicants lors d'une demande de nouveau raccordement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024 jusqu'au 31 décembre 2033 (soit une estimation des nouveaux raccordements annuels équivalente à 1,5 % du nombre d'EAN évolutif du REW).
- **Segment remplacement compteurs (compteurs existants défectueux ou en fin de vie)** : Remplacement (2024-2033) de 202 compteurs classiques lorsqu'ils tombent en panne (soit l'ensemble des compteurs exclusifs nuit du parc REW au 31 décembre 2023 et une estimation de 0,10 % du nombre d'EAN évolutif du REW défectueux ou en fin de vie).
- **Segment à la demande de l'URD** : Remplacement (2024-2033) de 559 compteurs à la demande des URD.
- **Segment remplacement compteurs des URD dont la consommation annuelle est supérieure ou égale à 6 000 kWh** : Remplacement (2024-2027) de 1 821 compteurs concernés. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections du REW.
- **Segment URD disposant d'une installation de production d'électricité** : Placement (2024-2027) de 2 205 compteurs 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 du REW.
- **Segment points de recharge ouverts au public** : Placement (2024-2027) de 14 compteurs concernés. Le placement des 80 % requis par le décret sera donc atteint le 31 décembre 2027 selon les projections du REW.

Le graphique ci-dessous illustre la stratégie de déploiement des compteurs communicants électricité du REW entre 2022 et 2050.

GRAPHIQUE 2 STRATÉGIE DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DE 2024 À 2033



Source : Tableaux décision CPS | Stratégie déploiement

En 2033, les compteurs communicants électricité devraient représenter 44% du parc de compteurs électricité basse tension du REW.

#### 4.1.3 Nombre de compteurs communicants

Pour les années 2025 à 2029, le REW prévoit de placer 8 330 compteurs communicants électricité repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 25 NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Plan de déploiement REW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 25-29
Compteurs à budget actifs	0						0
Compteurs exclusifs nuit	33	33	33	33	33	33	166
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	38	38	39	40	40	41	198
Compteurs existants défectueux ou en fin de vie	19	19	19	20	20	20	99
Nouveaux raccordements	284	288	292	296	301	305	1 483
À la demande d'un URD	56	56	56	56	56	56	279
Consommation annuelle standardisée ≥ 6000kWh qui ne sont pas prosumers	455	455	455	455			1 366
Points de recharge ouverts au public	3	3	3	3			10
Prosumers	551	551	551	551			1 654
Autres							0
<b>NOMBRE DE COMPTEURS INTELLIGENTS INSTALLÉS/AN</b>	<b>1 439</b>	<b>1 444</b>	<b>1 449</b>	<b>1 455</b>	<b>450</b>	<b>456</b>	<b>5 254</b>

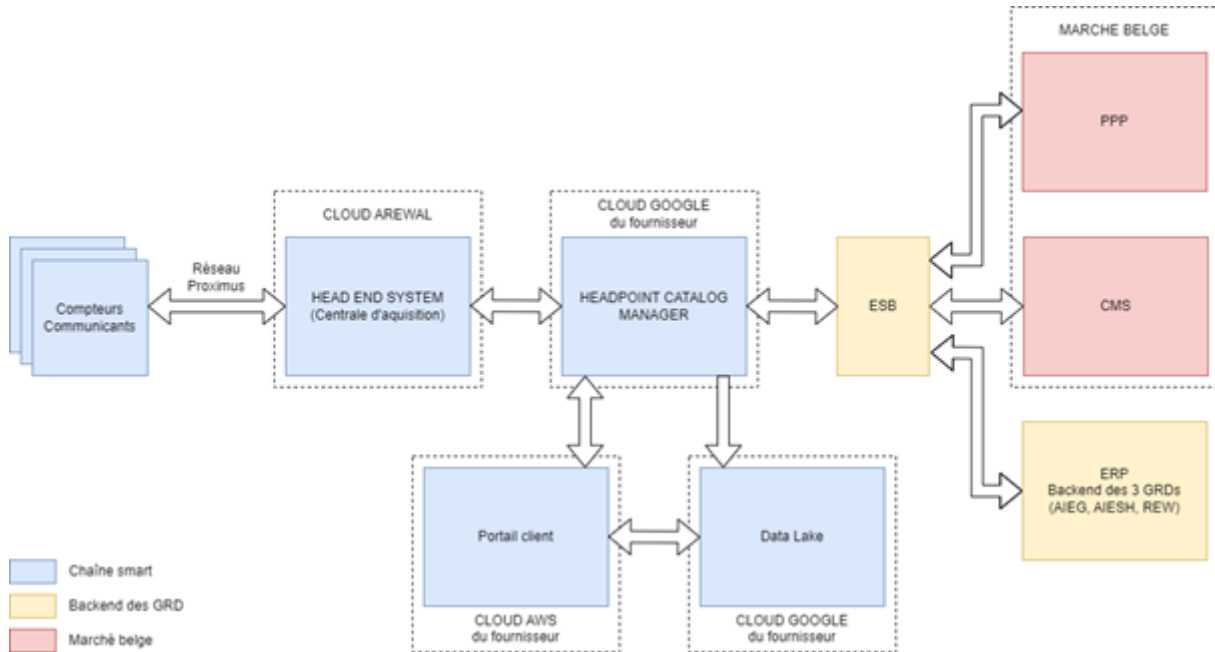
Source : Annexe 2-10 | PARC AREWAL



#### 4.1.4 Architecture informatique

Le schéma suivant présente l'architecture IT prévue par le REW.

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 est 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 comprennent le moins de développements possibles tout en répondant aux besoins.

Dans un premier temps le dialogue entre l'ERP (Haulogy) et la plateforme meter-to-cash s'est faite par fichier CSV. Vu le faible volume de remplacement en début de projet il n'était pas nécessaire d'automatiser. Depuis fin Q2/2022, le CSV a été remplacé par un service web entre les composants.

Les choix des services activés sur un compteur via le HPCM peuvent être répercutés jusqu'au compteur.

Les modifications, telles que le régime du compteur R1/R3, les TOU, sont :

- 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 est 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/coupage du compteur ;
- Activation/désactivation du prépaiement ;
- Correction des TMD en général.

Le MDM garde un historique des modifications effectuées.

#### 4.1.4.2 Acquisition des données de mesure

Il est 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 sont 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 supporte 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 reçoit toutes les données de mesure de HES. Pour éviter que la base de données continue à grandir, certaines données doivent être archivées.

Le MDM est 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 effectue la validation la plus complète sur la base des données dont il dispose (= 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 est 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 est cohérente avec les règles de validation à effectuer dans chaque système (HPCM).

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

Le MDM inclut 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 tiennent compte des particularités comme prosumers, maison vide, ... L'estimation a lieu de manière automatisée en fonction de la règle choisie par l'opérateur. Il est 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) sont utilisées pour valider ou estimer les données. Utiliser ces données assure une exactitude plus juste pour les estimations et validations réalisées.

#### 4.1.4.5 Échange de données

Le MDM est 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 : Prèpaiement actif, compteurs « R1 », compteurs « R3 », Compteurs ACC.

#### 4.1.5 Hypothèses générales

##### 4.1.5.1 Parc de compteurs YMR et CàB

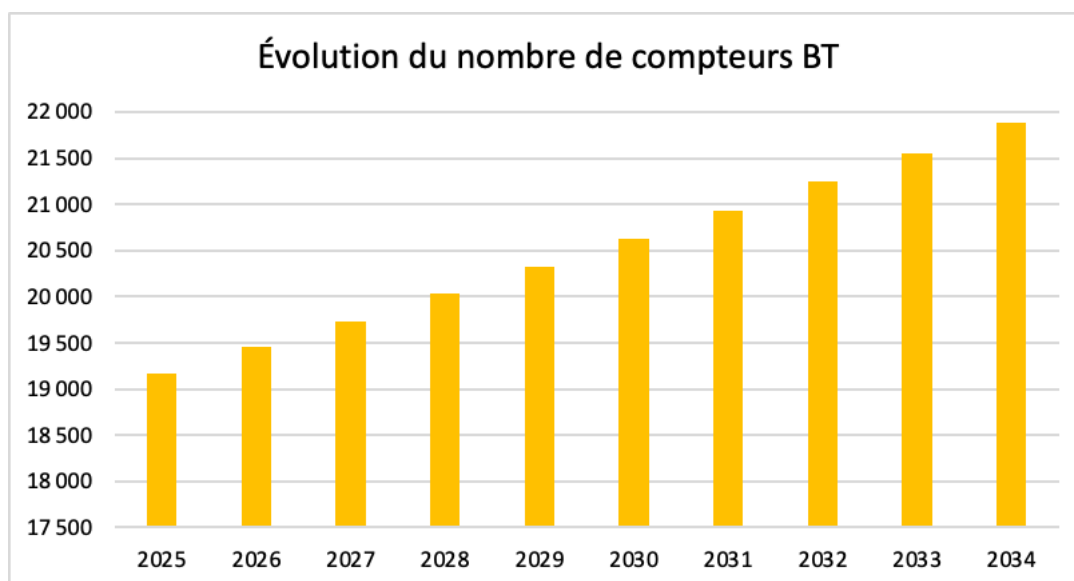
Les hypothèses et références utilisées pour le parc de compteurs électricité sont les suivantes :

**TABLEAU 26** HYPOTHÈSES ET RÉFÉRENCES DU NOMBRE D'ÉAN

	Électricité
Nombre ÉAN BT 2023	18 146
Croissance annuelle	1,50 %
Nombre ÉAN Exclusif nuit	280 (stable)

Source : Annexe 2-10 | Data 2023

**GRAPHIQUE 4** ÉVOLUTION DU NOMBRE DE COMPTEURS BT



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

TABLEAU 27 HYPOTHÈSES ET RÉFÉRENCES DU NOMBRE DE COMPTEURS À 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	38	38	39	40	40	41	41	42	43	43

Source : Tableaux décision CPS IParc

La totalité du parc de compteurs à budget actifs a été remplacé au 31.12.2023.

Le REW estime que le nombre annuel de nouvelles demandes d'activation du prépaiement (ex pose de CàB) représente 0,20% par an du nombre total d'EAN.

#### 4.1.5.2 Prix de l'énergie

Le prix de l'énergie retenu par le REW est forfaitaire et valorisé à 120 euros du MWh.

#### 4.1.5.3 Valorisation des gains sur les pertes administratives

Dans les hypothèses retenues pour la valorisation des gains sur les pertes administratives, le REW considère un gain de 2 % sur les volumes des pertes estimées à 7 800 000 kWh.

#### 4.1.5.4 Indexation

Afin de s'aligner avec le revenu autorisé 2025-2029, le REW 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 le REW supporte déjà (même sans déployer de compteurs communicants), le REW réalise la différence entre le scénario de déploiement (comprenant des quantités de compteurs *Business as usual* et des quantités venant en plus du *Business as usual*) et le scénario de référence (ne comprenant lui que des quantités *Business as usual*).

Pour tous les autres coûts (Investissements IT, équipe projet, OPEX) le REW 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. Le REW prend l'hypothèse que ces dépenses n'auraient pas eu lieu si le projet n'avait pas été fait.

#### 4.1.6 Coûts d'investissement réseau

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

**TABEAU 28 NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029**

Plan de déploiement REW	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Compteurs à budget actifs	0					
Compteurs exclusifs nuit	33	33	33	33	33	33
Estimations des nouveaux clients en défaut de paiement	38	38	39	40	40	41
Compteurs existants défectueux ou en fin de vie	19	19	19	20	20	20
Nouveaux raccordements	284	288	292	296	301	305
À la demande d'un URD	56	56	56	56	56	56
Consommation annuelle standardisée ≥ 6000kWh qui ne sont pas prosumers	455	455	455	455		
Points de recharge ouverts au public	3	3	3	3		
Prosumers	551	551	551	551		
Autres						
<b>NOMBRE DE COMPTEURS COMMUNICANTS INSTALLÉS/an</b>	<b>1 439</b>	<b>1 444</b>	<b>1 449</b>	<b>1 455</b>	<b>450</b>	<b>456</b>
PARC SMART REW	2 481	3 925	5 375	6 830	7 280	7 735
PARC non-smart REW	16 419	15 258	14 097	12 934	12 780	12 626
% du parc REW en smart	13,13%	20,46%	27,60%	34,56%	36,29%	37,99%
% Remplacement annuel	12,19%	7,33%	7,14%	6,95%	1,73%	1,70%

Source : Annexe 2-10 / PARC AREWAL

Selon l'idée générale que les coûts indirects du REW 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 :

- o Un prix unitaire BAU constitué de coûts directs et uniquement de coûts Indirects ;
- o 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 le REW selon les hypothèses suivantes :

TABLEAU 29 COÛT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT BAU

TABLEAU 30 COÛT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT HORS BAU

1. Le REW n'a pas tenu compte de frais indirects dans la détermination de ses coûts unitaires BAU.
2. Le REW 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. Le REW 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 des prix unitaires qui réfère à la version initiale non adaptée pour donner suite aux demandes de la CWaPE. 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 modifié. **La CWaPE se réserve le droit de revoir ce point si le REW sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**
4. Coûts du compteur : le REW a calculé une moyenne du prix du marché du compteur monophasé et du compteur triphasé en prenant l'hypothèse que 28% des compteurs communicants placés seront des compteurs monophasés et 72% des compteurs triphasés. Cette répartition est basée d'une part sur la configuration du réseau du REW, 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.
6. Coûts de la main d'œuvre administrative : le REW a pris l'hypothèse de 30 minutes de gestions administratives diverses par compteur. La CWaPE estime que le REW devrait être en mesure de parvenir à terme à une durée de 15 minutes par compteur. **La CWaPE continuera de suivre cet élément et se réserve le droit de revoir ce point si le REW sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**
7. Coûts de la main d'œuvre technique: le REW a pris l'hypothèse d'un temps de pose moyen de 2h00 par compteur, y inclus la durée du déplacement, soit 4 compteurs par jour. La CWaPE estime que le REW 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 continuera de suivre cet élément et se réserve le droit de revoir ce point si le REW sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**
8. Coût complémentaire lié aux zones blanches : le REW n'a pas de zones blanches.
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 2029.

*TABLEAU 31 COÛT UNITAIRE D'UN COMPTEUR COMMUNICANT*

Le produit du nombre de compteurs par leur coût unitaire respectif donne le montant des investissements réseau bruts repris dans le tableau ci-dessous.



TABLEAU 32 INVESTISSEMENTS BRUTS COMPTEURS COMMUNICANTS

Plan de déploiement REW	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Nombre de compteurs BAU	Non publié						
Coût unitaire moyen BAU	Non publié						
Investissements BAU	38 888 €	82 591 €	87 982 €	89 882 €	91 826 €	93 817 €	95 854 €
Nombre de compteurs hors BAU	Non publié						
Coût unitaire moyen hors BAU	Non publié						
Investissements hors BAU	278 600 €	420 681 €	428 835 €	437 156 €	445 649 €	36 840 €	37 557 €
<b>TOTAL 2025-2029</b>	<b>2 666 158 €</b>						

Source : Décision ICC

Des investissements bruts compteurs communicants, le REW déduit les interventions clients attendues pour les poses de compteurs communicants uniquement dans les cas de nouveaux raccordements. Le REW a implicitement pris l'hypothèse qu'un montant de 255,37 € TVA indexé leur sera facturé. Le montant total des interventions clients sur la période 2025-2029 s'élève à 247 518 €. Au final, le montant des investissements nets après déduction des interventions clients s'élève à 1 597 878 € sur la période.

TABLEAU 33 INVESTISSEMENT NET COMPTEURS COMMUNICANTS

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029	2025-2029
Investissements bruts	516 816	527 038	537 475	130 656	133 411	1 845 397
Interventions clients (signe négatif)	-47 753	-48 613	-49 488	-50 379	-51 286	-247 518
<b>Investissements nets</b>	<b>469 063</b>	<b>478 425</b>	<b>487 987</b>	<b>80 278</b>	<b>82 126</b>	<b>1 597 878</b>

Source : Annexe 2-10 ICalcul CNI compteurs

#### 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. Le REW a défini les coûts IT en prenant les hypothèses suivantes :

- Les systèmes existants suivant nécessitent une adaptation :
  - o Les logiciels de la chaine meter to cash (Iskra/GreenBird) doivent s'intégrer avec le service Web d'Haulogy.
  - o Les logiciels de la chaine 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.
  - o 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 portal client Ingestic chez AWS.
  - o Les utilisateurs des GRD doivent effectuer des tests afin de valider le bon fonctionnement de la chaine smart.
  - o Gestion des données de comptage.
- De nouveaux systèmes informatiques devront également être implémentés :
  - o Paramétrage et setting du système HES (centrale de télé-lecture Iskra).
  - o Paramétrage et setting du MDM (centrale de validation Greenbird).
  - o Paramétrage et setting du système du MDM (ventral de validation Utilihive GreenBird et cout des licences).
  - o Optimisation du roll out grâce à la plateforme Utilihive de Greenbrid.

- Le SSO permet d'avoir une gestion des user 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.

À l'heure actuelle et pour répondre à l'exigence de respect de l'impact marginal prévu par la méthodologie tarifaire 2025-2029, le REW 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, le REW 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 2019-2023<sup>4</sup>, 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.

TABLEAU 34 RÉPARTITION PAR GRD DES COÛTS VARIABLES COMMUNS POUR LA PÉRIODE 2025-2029

Clé sur base du prorata d'EAN	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif REW	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
REW	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%
<b>60 % des coûts répartis de manière équivalente par GRD (1/3)</b>					
<b>40 % des coûts répartis en fonction du nombre de compteurs de chaque GRD</b>					
REW	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
REW	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%

Source : Tableaux décision CPS - I Clé répartition

TABLEAU 35 COÛTS D'INVESTISSEMENT IT POUR LA PÉRIODE 2025-2029

Objet	CF / CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Upgrade HES Symbiote	CF	CAPEX	IT	10%	71 965	83 032	83 032	97 436	108 503
<b>Total des CAPEX IT</b>					<b>71 965</b>	<b>83 032</b>	<b>83 032</b>	<b>97 436</b>	<b>108 503</b>

Source : Tableaux décision CPS - I Détail budget

Les coûts CAPEX IT de la période 2025-2029 s'élèvent à **443 969 €**.

<sup>4</sup> 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 36 OPEX IT POUR LA PÉRIODE 2025-2029

	CF / CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Maintenance HES Symbiote	CF	OPEX	IT		33 349	33 349	33 349		
Maintenance Data Center (Hosting Trusteam)	CF	OPEX	IT		3 753	3 753	3 753		
Maintenance MDM+ HPCM	CF	OPEX	IT		49 329	49 329	49 329		
Maintenance Data Center hosting- google cloud + AWS : Lot 2MDM	CF	OPEX	IT		33 627	33 627	33 627		
Maintenance Upgrade Web AREWAL	CF	OPEX	IT		4 559	4 559	4 559		
Maintenance site Web : évolutive/corrective	CF	OPEX	IT		3 767	3 767	3 767		
Communication Proximus	CF	OPEX	IT		9 421	12 900	16 391		
Backbone proximus Explore	CF	OPEX	IT		4 299	4 299	4 299		
Infra IT Proximus	CF	OPEX	IT		18 435	18 435	18 435		
Infra IT Trusteams data center	CF	OPEX	IT		1 329	1 329	1 329		
Hébergement site Web	CF	OPEX	IT		602	602	602		
SSO Smart	CF	OPEX	IT		3 190	3 190	3 190		
Gestion de projet Smart	CF	OPEX	IT		17 062	-	-		
Change management GRD (Empower yourself)	CF	OPEX	IT		35 953	17 977	-		
Expertise et data model API et process Mig 6	CF	OPEX	IT		20 643	20 643	-		
Architect IT	CF	OPEX	IT		20 330	10 165	10 165		
Support opérationnel : projet smart	CF	OPEX	IT		73 188	-	-		
Axe data BI Monitoring SMART	CF	OPEX	IT		24 396	-	-		
TEST COMPTEURS LABORELEC	CF	OPEX	IT		9 383	-	-		
Test UAT (40Jx2x910,10€)	CF	OPEX	IT		-	24 799	-		
<b>Total des OPEX IT</b>					<b>366 615</b>	<b>242 722</b>	<b>182 795</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Source : Tableaux décision CPS I Détail budget

Les coûts OPEX IT de la période 2025-2029 s'élèvent à **792 131 €**. Ces coûts sont concentrés sur les trois premières années de la période 2025-2029<sup>5</sup>. **La CWaPE continuera de suivre cet élément et se réserve le droit de revoir ce point si le REW sollicite à l'avenir une demande de modification de budget pour le déploiement des compteurs communicants.**

#### 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 explore 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.

<sup>5</sup> Pour rappel, le REW projette de remplacer l'ensemble des catégories actuellement requises par le décret pour le 31 décembre 2027.

Pour la période 2025-2029, le REW 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

Durante 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.

À 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 37 OPEX IT POUR LA PÉRIODE 2025-2029

Objet	CF/CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts personnel AREWAL 2 ETP	CF	OPEX	Non IT		73 755	72 885	72 014		
Coûts Personnel AREWAL 1 ETP Support opérationnel	CF	OPEX	Non IT		36 877	36 442	36 007		
Coûts Personnel AREWAL 1 ETP PM	CF	OPEX	Non IT		18 439	36 442	36 007		
Coûts personnel AREWAL 1 ETP Data Management +Monitoring SMART	CF	OPEX	Non IT		-	18 221	36 007		
Autres coûts (coût de personnel AREWAL 2 ETP)	CF	OPEX	Non IT		-16 778	-17 080	-17 387	-17 700	-

Source : Tableaux décision CPS I Détail budget

Les coûts OPEX équipe projet et équipe business de la période 2025-2029 s'élèvent à **480 783 €**. De plus, le REW a considéré que les couts de personnel (-68 946 €) étaient déjà inclus dans le revenu autorisé et qu'ils devaient être neutralisés (recettes) en tant que couts additionnels.

D'une part, ces coûts sont fixes par année et non pas été indexés. D'autre part le REW ne budgétise plus aucun coût à partir de 2028<sup>6</sup> vraisemblablement pour 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, le REW n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**

<sup>6</sup> Pour rappel, le REW 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 incluent exclusivement des coûts de marketing et de communication (brochures, vidéo...) pour un montant fixe unique de 5 346 euros en 2026.

Le REW 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

Le REW a considéré que les coûts de formation étaient, au moins en partie, inclus dans le revenu autorisé pour un montant de 2 947 € et qu'ils devaient être neutralisés (recettes) en tant que coûts additionnels.

TABLEAU 38 COÛTS DE FORMATION

	CF / CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Coûts des formations	CF	OPEX	Non IT		-717	-730	-743	-757	

Source : Tableaux décision CPS / Détail budget

#### 4.1.12 Autres coûts

Les autres coûts budgétés par le REW dans le cadre du déploiement des compteurs communicants concernent :

- Pour la période 2025-2029, le REW n'a pas prévu de coût de traitement des déchets d'équipement électrique et électronique (DEEE) ;
- Des frais de timbre-poste destinés à couvrir les frais engagés pour les courriers envoyés pour un total de 7 686 € pour la période 2025-2029.

TABLEAU 39 COÛT D'ENVOI DES COURRIERS (TIMBRES-POSTES)

	CF / CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Frais de timbres	CF	OPEX	Non IT		2 585	2 562	2 540		

Source : Tableaux décision CPS / Détail budget

#### 4.1.13 Bénéfices

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

- Gestion des compteurs à budget (gestion et rechargement) ;
- Relève des compteurs ;
- Changement de fournisseurs (switch) ;
- Déménagements (move-in / move out) ;
- MOZA, EOC, Drop ;
- Diminution des pertes administratives ;

TABLEAU 40 RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES POUR LE GRD

	CF / CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Recette - Coûts gestion CàB	CF	OPEX	Non IT		-123 105	-125 320	-127 576	-129 873	-132 210
Recette - Coûts rechargement CàB	CF	OPEX	Non IT		-126 496	-128 773	-131 091	-133 451	-135 853
Recette - Relève de Compteurs	CF	OPEX	Non IT		- 29 578	- 40 499	- 51 460	- 54 852	- 58 285
Recette - Switchs	CF	OPEX	Non IT		- 14 511	- 19 345	- 23 928	- 24 825	- 25 671
Recette - move-in	CF	OPEX	Non IT		- 5 062	- 6 749	- 8 348	- 8 660	- 8 956
Recette - move-out	CF	OPEX	Non IT		- 826	- 1 101	- 1 361	- 1 412	- 1 460
Recette - Moza	CF	OPEX	Non IT		-	-	-	-	-
Recette - EOC/Drop	CF	OPEX	Non IT		-	-	-	-	-
Recette - Moza + EOC + Drop	CF	OPEX	Non IT		- 7 281	- 9 706	- 12 005	- 12 455	- 12 880
Recette - Bilan énergie par cabine (pertes admin)	CF	OPEX	Non IT		- 3 786	- 5 047	- 6 243	- 6 477	- 6 697
<b>Total des OPEX NON IT</b>					<b>-310 644</b>	<b>-336 539</b>	<b>-362 012</b>	<b>-372 005</b>	<b>-382 012</b>

Source : Tableaux décision CPS I Détail budget

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 maintenir le budget sous 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...

Le REW a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies de gestion des compteurs à budget :

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

TABLEAU 41 COÛTS OSP/CÀB – RÉFÉRENCE MOYENNE R2019-R2022

	R2019	R2020	R2021	R2022	Moyenne R2019-2022
Coûts gestion CàB	-100 768	-102 483	-108 333	-115 033	-106 654
Coûts rechargement CàB	-81 804	-82 943	-114 890	-159 993	-109 907

Source : Tableaux décision CPS | Recettes

- b. 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. Le REW 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 (**638 084 €** pour la période 2025-2029).

TABLEAU 42 RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE GESTION DES CÀB

	CF / CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Recette - Coûts gestion CàB	CF	OPEX	Non IT		-123 105	-125 320	-127 576	-129 873	-132 210

Source : Tableaux décision CPS | Détail budget

- c. 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. Le REW 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 (**655 664 €** pour la période 2025-2029).

TABLEAU 43 RECETTES RELATIVES AUX COÛTS DE RECHARGEMENT DES CÀB

	CF / CV	OPEX / CAPEX	Catégorie de coût	Taux	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Recette - Coûts rechargement CàB	CF	OPEX	Non IT		-126 496	-128 773	-131 091	-133 451	-135 853

Source : Tableaux décision CPS | Détail budget

#### 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 le REW. Le GRD a pris les hypothèses suivantes afin de simuler financièrement les bénéfices liés aux économies sur les coûts des MOZA/EOC :

a. 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.

b. Valorisation des bénéfices

Les bénéfices liés aux opérations à distance (EOC, MOZA) ont été valorisés sur base du coût unitaire réel 2019 et de 1 060 demandes de MOZA et EOC introduites et validées par le GRD<sup>7</sup>. Ce gain a ensuite été proratisé au nombre de compteurs communicants déployés et atténué par l'amélioration d'efficacité du GRD prévue par la méthodologie (**54 327 €** pour la période 2025-2029).

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

TABLEAU 44 RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIFS AUX MOZA / EOC / DROP

	% Gain	Prix unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros 2025	
Moza + EOC + Drop	55%	61,75 €	1 060	36 000,75 €	

	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Nombre d'EAN évolutif REW</b>	19 184	19 472	19 764	20 060	20 361
<b>PARC SMART REW</b>	<b>3 925</b>	<b>5 375</b>	<b>6 830</b>	<b>7 280</b>	<b>7 735</b>
PARC non-smart REW	21 187	19 281	17 375	17 107	16 837
% du parc REW en smart	20,46%	27,60%	34,56%	36,29%	37,99%

Moza + EOC + Drop : bénéfice	7 281 €	9 706 €	12 005 €	12 455 €	12 880 €
Efficacité cumulée	-1%	-2,33%	-3,50%	-4,66%	-5,83%

Source : Tableaux décision CPS / Recettes

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

Le REW estime que ce changement de procédure (compteur communicant, MIG 6) permettra de gagner environ 15% de temps par rapport aux procédures actuelles, auquel il ajoute l'efficacité cumulée.

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

<sup>7</sup> Pas de mise à jour des données



TABLEAU 45 RÉSUMÉ DES HYPOTHÈSE RELATIVES AUX BÉNÉFICES DES PROCESSUS DE MARCHÉ

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros
Switches	15%	83,54 €	5 726	71 752,68 €
<b>Honoraires</b>		<b>REW</b>		
Heure ouvrier	60,79 €			
Heure employé	68,24 €			
Coût du déplacement	2,97 €			
<b>Coût d'un switch</b>	<b>67,48 €</b>			

Source : Tableaux décision CPS / Recettes

Les coûts des petites interventions 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 46 RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF AUX PROCESSUS DE MARCHÉ

	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Nombre d'EAN évolutif REW</b>	19 184	19 472	19 764	20 060	20 361
<b>PARC SMART REW</b>	3 925	5 375	6 830	7 280	7 735
PARC non-smart REW	21 187	19 281	17 375	17 107	16 837
% du parc REW en smart	20,46%	27,60%	34,56%	36,29%	37,99%
<b>Switch : bénéfice</b>	<b>14 511 €</b>	<b>19 345 €</b>	<b>23 928 €</b>	<b>24 825 €</b>	<b>25 671 €</b>
Efficiency cumulée	-1%	-2,33%	-3,50%	-4,66%	-5,83%

Source : Tableaux décision CPS / Recettes

#### 4.1.13.4 Bénéfices liés aux move-in et move-out

Le REW 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.

Le REW 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).

Le REW 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 154,04 € correspondant aux tarifs non périodiques 2019 du REW ;
- 650 move-in et 53 move-out ;
- application de l'efficacité cumulée.

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 47 RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF AUX MOVE-IN ET MOVE-OUT

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros 2025
move-in	25%	154,04 €	650	25 031,97 €
move-out	50%	154,04 €	53	4 082,14 €
<b>Total gain en €</b>				<b>29 114,11 €</b>

	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif REW	19 184	19 472	19 764	20 060	20 361
PARC SMART REW	3 925	5 375	6 830	7 280	7 735
PARC non-smart REW	21 187	19 281	17 375	17 107	16 837
% du parc REW en smart	20,46%	27,60%	34,56%	36,29%	37,99%

move-in /move-out : bénéfice	5 888 €	7 849 €	9 709 €	10 073 €	10 416 €
Efficiency cumulée	-1%	-2,33%	-3,50%	-4,66%	-5,83%

Source : Tableaux décision CPS / Recettes

#### 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 repris dans les bases de données, 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.

Afin de simuler financièrement les bénéfices liés à la réduction des pertes administratives, le REW a pris les hypothèses de 2 % du volume des pertes valorisées à 120 euros du MWh, soit 18 720 € pondéré en fonction du poids des compteurs communicant dans le parc de compteur, et application de l'efficacité, soit :

TABLEAU 48 RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF PERTES ADMINISTRATIVES

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Nombre scénarios	Gains en euros 2025	
Bilan énergie par cabine (pertes admin.)	2%	0,12 €	7 800 000	18 720,00 €	
	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif REW	19 184	19 472	19 764	20 060	20 361
PARC SMART REW	3 925	5 375	6 830	7 280	7 735
PARC non-smart REW	21 187	19 281	17 375	17 107	16 837
% du parc REW en smart	20,46%	27,60%	34,56%	36,29%	37,99%
Pertes administratives : bénéfice	3 786 €	5 047 €	6 243 €	6 477 €	6 697 €
Efficiéce cumulée	-1%	-2,33%	-3,50%	-4,66%	-5,83%

Source : Tableaux décision CPS / Recettes

#### 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 le REW 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, le REW n'a pas considéré à ce stade ni d'impact impliquant un surcoteur ni une possibilité de diminuer les coûts de fonctionnement des équipes de relève.

Le REW 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 compteur communicant ;
- 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 35% 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 2019 et 3 925 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 49 RÉSUMÉ DES BÉNÉFICES RELATIF À LA RELÈVE DES COMPTEURS

	% Gain	Prix Unitaire 2019	Gain unitaire		
Relève des compteurs	35%	21,53 €	7,53 €		
	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre d'EAN évolutif REW	19 184	19 472	19 764	20 060	20 361
PARC SMART REW	3 925	5 375	6 830	7 280	7 735
PARC non-smart REW	21 187	19 281	17 375	17 107	16 837
% du parc REW en smart	20,46%	27,60%	34,56%	36,29%	37,99%
Relève des compteurs : bénéfice	29 578 €	40 499 €	51 460 €	54 852 €	58 285 €

Source : Tableaux décision CPS / Recettes

#### 4.1.14 Résumé chiffré

Les tableaux suivants présentent une vue globale :

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

TABLEAU 50 SYNTHÈSE DES DÉPENSES DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
INVESTISSEMENTS	95 106	118 317	150 849	156 201	161 676
INVESTISSEMENT RÉSEAU	86 422	118 317	150 849	156 201	161 676
INVESTISSEMENT IT	8 685	0	0	0	0
INVESTISSEMENT R&D					
CHARGES OPÉRATIONNELLES	170 131	60 271	-14 772	-390 462	-382 012
OPEX IT	366 615	242 722	182 795	0	0
OPEX HORS IT	-196 484	-182 451	-197 567	-390 462	-382 012
<b>TOTAL</b>	<b>265 237</b>	<b>178 587</b>	<b>136 077</b>	<b>-234 261</b>	<b>-220 336</b>

Source : TAB4

TABLEAU 51 DÉTAILS DES DÉPENSES D'INVESTISSEMENTS DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
INVESTISSEMENTS	95 106	118 317	150 849	156 201	161 676
INVESTISSEMENT RÉSEAU	86 422	118 317	150 849	156 201	161 676
Compteurs communicants sans prépaiement	86 422	118 317	150 849	156 201	161 676
Compteurs communicants avec prépaiement	0	0	0	0	0
INVESTISSEMENT IT	8 685	0	0	0	0
Upgrade HES Symbiote	8 685	0	0	0	0
Upgarde MDM+ HPCM	0	0	0	0	0
Upgrade Web Port	0	0	0	0	0
Upgrade ERP Odoo smart	0	0	0	0	0
Implémentation SSO Smart / AMR	0	0	0	0	0
Tarification ATRIAS 4 tarifs	0	0	0	0	0
Tarification ATRIAS energie réactive	0	0	0	0	0
ATRIAS SMR3 Smart	0	0	0	0	0
Upgrade Plateforme AMR/SMART	0	0	0	0	0
Hypercare AMR/SMART	0	0	0	0	0
Communauté d'énergie Implémentation	0	0	0	0	0
INVESTISSEMENT R&D					

Source : TAB4

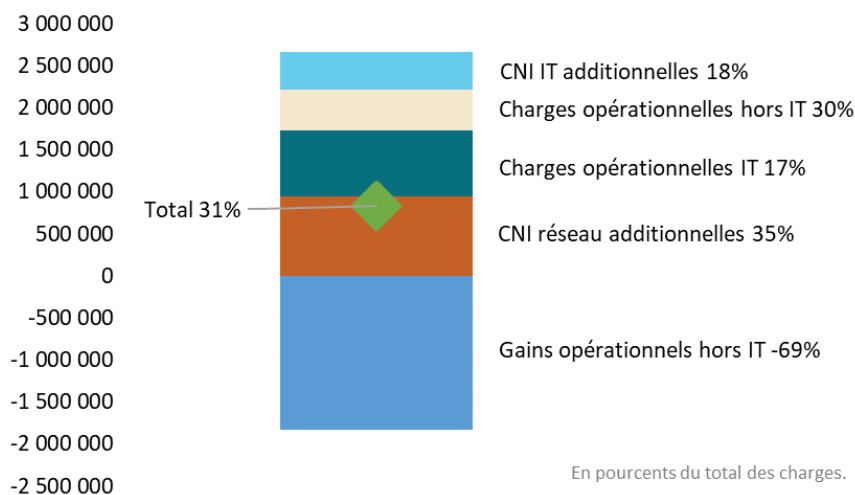
TABLEAU 52 CHARGES OPÉRATIONNELLES DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
<b>CHARGES OPÉRATIONNELLES</b>	<b>170 131</b>	<b>60 271</b>	<b>-14 772</b>	<b>-390 462</b>	<b>-382 012</b>
<b>OPEX IT</b>	<b>366 615</b>	<b>242 722</b>	<b>182 795</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Maintenance HES Symbiote	33 349	33 349	33 349	0	0
Maintenance Data Center (Hosting Trusteam)	3 753	3 753	3 753	0	0
Maintenance MDM+ HPCM	49 329	49 329	49 329	0	0
Maintenance Data Center hosting- google cloud + AWS : Lot 2MDM	33 627	33 627	33 627	0	0
Maintenance CMS ATRIAS	0	0	0	0	0
Maintenance Upgrade Web AREWAL	4 559	4 559	4 559	0	0
Maintenance site Web : évolutive/corrective	3 767	3 767	3 767	0	0
Gestion programme ATRIAS workshop	0	0	0	0	0
Communauté d'énergie	0	0	0	0	0
Flexhub	0	0	0	0	0
Communication Proximus	9 421	12 900	16 391	0	0
Backbone proximus Explore	4 299	4 299	4 299	0	0
Infra IT Proximus	18 435	18 435	18 435	0	0
Infra IT Trusteams data center	1 329	1 329	1 329	0	0
Hebergement site Web	602	602	602	0	0
SSO Smart	3 190	3 190	3 190	0	0
Gestion de projet Smart	17 062	0	0	0	0
Analyse Business requirement (Ngage)	0	0	0	0	0
Change management GRD (Empower yourself)	35 953	17 977	0	0	0
Expertise et data model API et process Mig 6	20 643	20 643	0	0	0
Architect IT	20 330	10 165	10 165	0	0
Support opérationnel : projet smart	73 188	0	0	0	0
Axe data BI Monitoring SMART	24 396	0	0	0	0
Maintenance logiciel AMR /MDM +redevance Saas	0	0	0	0	0
Upgrade Web AREWAL	0	0	0	0	0
"Support management GRD (Empower yourself)	0	0	0	0	0
Data center Rackspace	0	0	0	0	0
TEST COMPTEURS LABORELEC	9 383	0	0	0	0
Test UAT (40jx2x910,10€)	0	24 799	0	0	0
SSO site web AREWAL	0	0	0	0	0
PMO (Ngage) (Programme manager officier) (120jx1350€)	0	0	0	0	0
"Expertise en data model et API (Application	0	0	0	0	0
<b>OPEX HORS IT</b>	<b>-196 484</b>	<b>-182 451</b>	<b>-197 567</b>	<b>-390 462</b>	<b>-382 012</b>
Coûts de communication des compteurs	0	0	0	0	0
Control room	0	0	0	0	0
Call center	0	0	0	0	0
Coûts de marketing et communication (Brochures / vidéos/...)	0	5 346	0	0	0
Coûts de gestion des déchets (8€/compteur)	0	0	0	0	0
Coûts équipe projet	0	0	0	0	0
Coûts placement CàB	0	0	0	0	0
Coûts gestion CàB	0	0	0	0	0
Coûts rechargement CàB	0	0	0	0	0
Frais de timbres	2 585	2 562	2 540	0	0
Coûts des formations	0	0	0	0	0
Coûts personnel AREWAL 2 ETP	73 755	72 885	72 014	0	0
Coûts Personnel AREWAL 1 ETP Support opérationnel	36 877	36 442	36 007	0	0
Coûts Personnel AREWAL 1 ETP PM	18 439	36 442	36 007	0	0
Coûts personnel AREWAL 1 ETP Data Management	0	18 221	36 007	0	0
+Monitoring SMART					
Coûts gestion CàB	-123 105	-125 320	-127 576	-129 873	-132 210
Coûts rechargement CàB	-126 496	-128 773	-131 091	-133 451	-135 853
Recettes	-31 466	-41 947	-51 885	-53 829	-55 664
Relève de Compteurs	-29 578	-40 499	-51 460	-54 852	-58 285
Autres coûts (coûts des formations)	-717	-730	-743	-757	0
Autres coûts (coût de personnel AREWAL 2 ETP)	-16 778	-17 080	-17 387	-17 700	0

Source : TAB4

Hors gains (et avant réduction volontaire des coûts), les investissements réseau représentent 35% des coûts totaux de la période 2025-2029. Les investissements IT et R&D en représentent 17%. Les charges opérationnelles (hors charges d'amortissement) IT en constituent 30% et les charges opérationnelles hors IT 18%. Les gains et produits opérationnels en représentent -69%.

GRAPHIQUE 5 RÉPARTITION DES DÉPENSES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS



Source : Décision ! TAB4

## 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 de 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 :

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 à budget déterminées par le GRD conformément à son plan de déploiement et au rythme de désaffectation de ces compteurs.

De ces éléments sont déduits :

4. Les charges d'amortissement des compteurs communicants, des compteurs BT classiques et 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 CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS CORPORELLES RÉSEAU

COMPTEURS COMMUNICANTS	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Investissements bruts	516 816	527 038	537 475	130 656	133 411
Interventions clients (signe négatif)	-47 753	-48 613	-49 488	-50 379	-51 286
Investissements nets	<b>469 063</b>	<b>478 425</b>	<b>487 987</b>	<b>80 278</b>	<b>82 126</b>
Taux d'amortissement	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Charge annuelle d'amortissement compteurs smart	31 271	31 895	32 532	5 352	5 475
Charge cumulée d'amortissement compteurs smart	<b>86 422</b>	<b>118 317</b>	<b>150 849</b>	<b>156 201</b>	<b>161 676</b>
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	<b>177 463</b>	<b>200 798</b>	<b>214 346</b>	<b>235 191</b>	<b>249 491</b>
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	177 463	200 798	214 346	235 191	249 491
Charge cumulée d'amortissement CàB	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Charge cumulée d'amortissement compteurs CàB					
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT intégrées au RA	<b>148 890</b>	<b>151 570</b>	<b>154 299</b>	<b>157 076</b>	<b>159 903</b>
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 au RA	<b>1 259</b>	<b>1 281</b>	<b>1 304</b>	<b>1 328</b>	<b>1 352</b>
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 au RA	<b>45 731</b>	<b>46 554</b>	<b>47 392</b>	<b>48 245</b>	<b>49 113</b>
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	<b>68 005</b>	<b>119 709</b>	<b>162 200</b>	<b>184 743</b>	<b>200 798</b>
Charges de désaffectations compteurs BT	<b>63 046</b>	<b>61 387</b>	<b>59 762</b>	<b>14 901</b>	<b>14 624</b>
Charges de désaffectation des compteurs BT classiques	63 046	61 387	59 762	14 901	14 624
Charges de désaffectations CàB	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Charges de désaffectation des compteurs CàB					
Charges de désaffectations compteurs smart	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Charges de désaffectation des compteurs smart					
Charges de désaffectations compteurs BT déjà intégrées au RA	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
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 au RA	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
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 au RA	<b>1 707</b>	<b>1 738</b>	<b>1 769</b>	<b>1 801</b>	<b>1 833</b>
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	<b>61 339</b>	<b>59 649</b>	<b>57 993</b>	<b>13 100</b>	<b>12 791</b>
<b>Total CNI additionnels compteurs</b>	<b>129 343</b>	<b>179 358</b>	<b>220 193</b>	<b>197 843</b>	<b>213 589</b>

Source : Annexe 2-10 | Calcul CNI compteurs

#### 4.2.2 Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT

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

- Les charges d'amortissement cumulées des investissements IT réalisés et prévisionnels du GRD.
- Les charges de désaffectation des investissements IT éventuelles.

De ces éléments sont déduits :

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

La suspension des investissements pendant une année surprend dans le contexte de digitalisation actuel et jette un doute sur les prévisions d'investissement incorporelles de la période. **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, le REW n'aurait pas pu répercuter davantage de coûts dans son revenu autorisé étant donné le plafond fixé par la condition de l'impact marginal.**

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

TABLEAU 54 CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS INCORPORELLES IT

INVESTISSEMENTS IT	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Investissements nets	216 142	110 673	0	144 032	110 673
Taux d'amortissement	10%	10%	10%	10%	10%
Charge annuelle d'amortissement investissement IT	21 614	11 067	0	14 403	11 067
Charge cumulée d'amortissement investissement IT	71 965	83 032	83 032	97 436	108 503
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					
<b>Charges d'amortissement IT additionnelles</b>	<b>71 965</b>	<b>83 032</b>	<b>83 032</b>	<b>97 436</b>	<b>108 503</b>
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					
<b>Charges de désaffectations IT additionnelles</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>CNI IT additionnelles</b>	<b>71 965</b>	<b>83 032</b>	<b>83 032</b>	<b>97 436</b>	<b>108 503</b>

Source : Annexe 2-10 | Calcul CNI IT et R&D



### 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 PRODUITS RELATIFS AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNÉES 2025-2029

	B 2025	B 2026	B 2027	B 2028	B 2029
CNI réseau additionnelles	129 343	179 358	220 193	197 843	213 589
CNI IT additionnelles	71 965	83 032	83 032	97 436	108 503
Charges opérationnelles IT	366 615	242 722	182 795	0	0
Charges opérationnelles hors IT	114 160	154 088	164 445	-18 457	0
Charges opérationnelles Atrias	0	0	0	0	0
Produits/Gains OPEX MOZA/EOC/switch/Drop...	-31 466	-41 947	-51 885	-53 829	-55 664
Produits/Gains OPEX compteurs à budget	-249 601	-254 094	-258 667	-263 323	-268 063
Produits/Gains relève périodique et non périodiques	-29 578	-40 499	-51 460	-54 852	-58 285
Réduction de coût => impact marginal	-230 783	-179 472	-142 687	243 573	210 981
<b>TOTAL CHARGES PROJET COMPTEURS COMMUNICANTS</b>	<b>140 657</b>	<b>143 189</b>	<b>145 766</b>	<b>148 390</b>	<b>151 061</b>

Source : Décision I CC

### 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 s'entend par année ou au total de la période tarifaire<sup>8</sup>. L'impact marginal pour le REW pour la période 2025-2029 est de 729 063 €, équivalent à la demande de budget pour le déploiement des compteurs communicants.

TABLEAU 56 IMPACT MARGINAL

	2025	2026	2027	2028	2029	
Volumes de prélèvements BT à l'exclusion de l'éclairage public (en kWh)	79 198 744	79 198 744	79 198 744	79 198 744	79 198 744	
Indice santé	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	
<u>Option 1 : budgets annuels</u>						
Budget smart (en euros)	140 657	143 189	145 767	148 390	151 061	729 063
Impact de la charge tarifaire budgétée (€ / kWh)	0,00177	0,001808	0,001841	0,001874	0,001907	
Montant de l'impact marginal (€ / kWh)	0,0017760	0,0018080	0,0018405	0,0018736	0,0019074	
	OK	OK	OK	OK	OK	
<u>Option 2 : lissage budget total</u>						
Budget smart (en euros)	145 813	145 813	145 813	145 813	145 813	729 063
Impact de la charge tarifaire budgétée (€ / kWh)	0,001841	0,001841	0,001841	0,001841	0,001841	
Montant de l'impact marginal en €/kWh	0,0017760	0,0018080	0,0018405	0,0018736	0,0019074	
	NOK	NOK	OK	OK	OK	

Source : Annexe 2-10 Impact marginal

<sup>8</sup> 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 ».

Le REW 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.

Le REW 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, télécom, etc.) ;
- Les bénéfices escomptés grâce au déploiement des compteurs communicants ;
- La réduction volontaire des coûts.

TABLEAU 57 CHARGES NETTES FIXES ET VARIABLES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNÉES 2025 A 2029

DISTINCTION COÛTS FIXES/VARIABLES					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes variables	129 343	179 358	220 193	197 843	213 589
Charges amortissement additionnelles	129 343	179 358	220 193	197 843	213 589
Charges de désaffectation additionnelles					
Charges nettes fixes	11 313	-36 169	-74 427	-49 453	-62 528
CNI IT additionnelles	71 965	83 032	83 032	97 436	108 503
CNI R&D additionnelles	0	0	0	0	0
Charges opérationnelles IT	366 615	242 722	182 795	0	0
Charges opérationnelles hors IT	131 655	171 898	182 576	0	0
Gains opérationnels hors IT	-328 139	-354 349	-380 143	-390 462	-382 012
Réduction volontaire des coûts	-230 783	-179 472	-142 687	243 573	210 981
<b>TOTAL CHARGES DÉPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS</b>	<b>140 657</b>	<b>143 189</b>	<b>145 766</b>	<b>148 390</b>	<b>151 061</b>

Source : Décision / TAB4

## 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 considérée. 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.

Étant donné que les charges additionnelles d'amortissement et les autres charges nettes variables sont des charges cumulées, la variable à considérer pour le calcul du coût unitaire est le nombre cumulé de compteurs communicants placés. Aussi, le REW a calculé le coût variable unitaire ci-dessous.

TABLEAU 58 COÛTS VARIABLES UNITAIRES

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges amortissement additionnelles	129 343	179 358	220 193	197 843	213 589
Nombre cumulé de compteurs smart placés	3 544	4 889	6 234	6 570	6 907
<b>Coût unitaire amortissements</b>	<b>36,49</b>	<b>36,69</b>	<b>35,32</b>	<b>30,11</b>	<b>30,92</b>

Source : V3 / TAB4

## 5 LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE (MBE<sub>N</sub>)

### 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<sub>N</sub> = 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<sub>N</sub> = plus-value de réévaluation budgétée de l'année N déterminée conformément à l'article 27 ;
- Pourcentage de rendement autorisé'<sub>N</sub> = 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 BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	2 546 867	2 490 645	2 437 477	2 388 776	2 344 887
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	2 186 760	2 176 632	2 167 315	2 160 227	2 155 709
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	360 107	314 014	270 161	228 549	189 177
Marge équitable OSP					
Vérification	0	0	0	0	0

Source : TAB5

#### 5.2.1 Dispositions tarifaires

Les dispositions visées à l'article 20, § 1<sup>er</sup>, 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 :

- les immobilisations corporelles ;
- 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 ;
- les immobilisations en cours.

## 5.2.2 Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation

Les dispositions visées à l'article 23, § 1<sup>er</sup>, 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 **53 966 095 €**.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé entre le 1<sup>er</sup> 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	53 966 095	54 658 176
Actifs	53 966 095	54 658 176
Investissements de l'année	3 699 405	2 968 799
Investissements de remplacement (signe positif)	1 898 379	1 649 072
Investissements d'extension (signe positif)	2 450 406	1 802 440
Interventions d'utilisateurs du réseau (signe négatif)	-649 380	-482 712
Subsides (signe négatif)	0	0
Désinvestissements (signe négatif)	-4 385	-104 809
Actifs (signe négatif)	-4 385	-104 809
Amortissements et réductions de valeur	-3 002 939	-3 101 700
Amort. Et RDV sur investissements (signe négatif)	-3 002 939	-3 101 700
Subsides (prise en résultat) (signe positif)	0	0
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	54 658 176	54 420 466
Investissements	54 658 176	54 420 466

Source : Décision - ELEC - RAB

On constate que la valeur des actifs régulés augmente de 454 371 €, soit **0,8 %** entre le 1<sup>er</sup> janvier 2023 et le 31 décembre 2024. Cette augmentation provient :

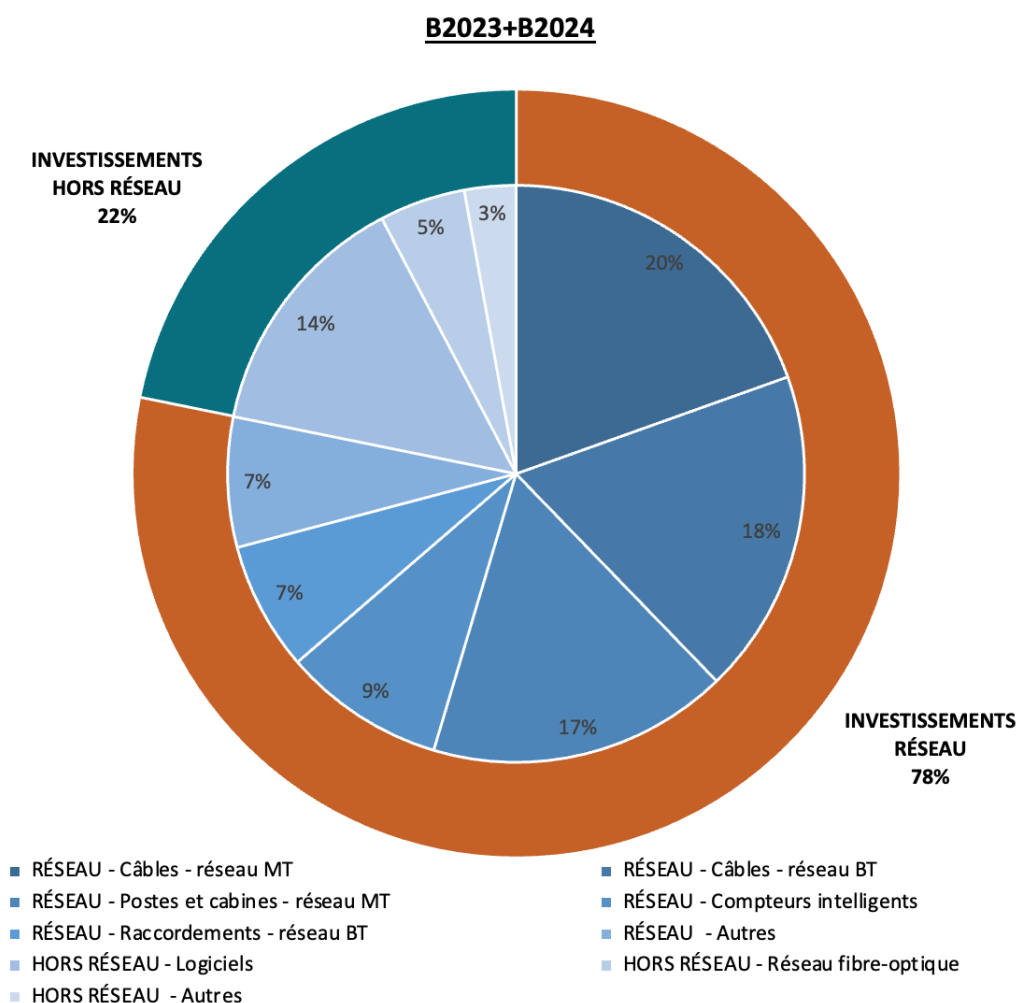
- des investissements nets réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **6 668 204 €** (7 800 296 € bruts – 1 132 092 € d'intervention tiers) ;
- des désinvestissements réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **-109 194 €** ; et
- des amortissements réalisés ou budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **-6 104 639 €**.

Le REW budgétise 78% de ses investissements nets dans des actifs réseau et 22% dans des actifs hors réseau. Les principaux investissements dans le réseau sont les câbles MT (20%), les câbles BT (18 %), les postes et cabines MT (17 %), les actifs relatifs aux compteurs communicants (9%), les raccordements réseau BT (7%). Hors-réseau, les principaux investissements concernent les logiciels (14%) et la fibre optique (5%).

TABLEAU 61 INVESTISSEMENTS NETS DES ANNÉES 2023 ET 2024

	Budget 2023	Budget 2024
RÉSEAU - Terrains Réseau	-	-
RÉSEAU - Bâtiments techniques	-	-
RÉSEAU - Câbles - réseau MT	870 888	654 107
RÉSEAU - Câbles - réseau BT	773 742	646 287
RÉSEAU - Lignes - réseau MT	-	-
RÉSEAU - Lignes - réseau BT	89 309	90 649
RÉSEAU - Postes et cabines - réseau MT	672 061	642 472
RÉSEAU - Postes et cabines - réseau BT	55 104	-
RÉSEAU - Raccordements - transformation MT	-	-
RÉSEAU - Raccordements - réseau MT	15 713	15 948
RÉSEAU - Raccordements - transformation BT	-	-
RÉSEAU - Raccordements - réseau BT	306 503	255 631
RÉSEAU - Appareils de mesure - réseau MT	14 376	11 067
RÉSEAU - Appareils de mesure - réseau BT	-	-
RÉSEAU - Compteurs intelligents	355 431	352 493
RÉSEAU - Compteurs à budget	-	-
RÉSEAU - Interventions tiers	-	-
RÉSEAU - Champs photovoltaïques	-	-
RÉSEAU - Dimming	-	-
RÉSEAU - SMART	155 619	121 037
RÉSEAU - Intitulé libre 5	-	-
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS RÉSEAU</b>	<b>3 308 744</b>	<b>2 789 692</b>
HORS RÉSEAU - Terrains hors réseau	-	-
HORS RÉSEAU - Bâtiments administratifs	-	-
HORS RÉSEAU - Mobilier	-	-
HORS RÉSEAU - Matériel roulant	-	-
HORS RÉSEAU - Réseau fibre-optique	255 582	120 555
HORS RÉSEAU - Outillage et machines	7 326	-
HORS RÉSEAU - Logiciels	559 660	541 265
HORS RÉSEAU - Équipements administratifs	56 024	-
HORS RÉSEAU - Atrias	-	-
HORS RÉSEAU - Smart (Logiciel + site internet)	33 699	-
HORS RÉSEAU - Intitulé libre 4	127 749	-
HORS RÉSEAU - Intitulé libre 5	-	-
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS HORS RÉSEAU</b>	<b>1 040 041</b>	<b>661 820</b>
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS</b>	<b>4 348 785</b>	<b>3 451 512</b>
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS 2023-2024</b>	<b>7 800 296</b>	

Source : Décision - ELEC - Investissements (2)



Source : Décision - ELEC - Investissements (2)

### 5.2.3 Évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025

Les dispositions visées à l'article 25, § 1<sup>er</sup>, 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 **54 420 466 €** et la base d'actifs régulés finale au 31.12.2029 à **53 497 395 €**.

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	54 420 466	54 184 430	53 917 465	53 721 745	53 565 400
Actifs	54 420 466	54 184 430	53 917 465	53 721 745	53 565 400
Investissements de l'année	3 010 798	3 053 362	3 096 497	3 140 210	3 184 507
Investissements de remplacement (signe positif)	1 690 765	1 736 876	1 753 746	1 802 622	1 830 665
Investissements d'extension (signe positif)	1 812 520	1 818 957	1 855 425	1 860 686	1 887 593
Interventions d'utilisateurs du réseau (signe négatif)	-492 486	-502 472	-512 674	-523 099	-533 751
Subsides (signe négatif)	0	0	0	0	0
Désinvestissements (signe négatif)	-63 046	-61 387	-59 762	-14 901	-14 624
Actifs (signe négatif)	-63 046	-61 387	-59 762	-14 901	-14 624
Amortissements et réductions de valeur (RDV)	-3 183 788	-3 258 941	-3 232 454	-3 281 654	-3 237 887
Amort. et RDV sur investissements (signe négatif)	-3 183 788	-3 258 941	-3 232 454	-3 281 654	-3 237 887
Subsides (prise en résultat) (signe positif)	0	0	0	0	0
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	54 184 430	53 917 465	53 721 745	53 565 400	53 497 395
Investissements	54 184 430	53 917 465	53 721 745	53 565 400	53 497 395

Source : Décision - ELEC RAB

On constate que la valeur des actifs régulés diminue de -923 071 €, soit **2%** entre le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et le 31 décembre 2029. Cette diminution provient :

- des investissements nets budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à **15 485 374 €** (18 049 856 € bruts – 2 564 483 € d'interventions de tiers) ;
- des désinvestissements budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à **-213 720 €** ; et
- des amortissements budgétés au cours des années 2025 à 2029 dont le total s'élève à **-16 194 72 €**.

Le REW budgetise 81% de ses investissements nets dans des actifs réseau et 19% dans des actifs hors réseau.

TABLEAU 63 INVESTISSEMENTS BRUTS DES ANNÉES 2025 À 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
RÉSEAU - Terrains Réseau	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Bâtiments techniques	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Câbles - réseau MT	654 232	651 933	668 748	665 502	676 004
RÉSEAU - Câbles - réseau BT	646 411	644 139	660 753	657 546	667 922
RÉSEAU - Lignes - réseau MT	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Lignes - réseau BT	92 009	93 389	94 790	96 211	97 655
RÉSEAU - Postes et cabines - réseau MT	642 618	639 934	659 562	655 772	668 031
RÉSEAU - Postes et cabines - réseau BT	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Raccordements - transformation MT	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Raccordements - réseau MT	16 188	16 430	16 677	16 927	17 181
RÉSEAU - Raccordements - transformation BT	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Raccordements - réseau BT	255 680	254 781	261 353	260 084	264 189
RÉSEAU - Appareils de mesure - réseau MT	11 233	11 402	11 573	11 746	11 923
RÉSEAU - Appareils de mesure - réseau BT	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Compteurs intelligents	393 915	445 010	425 436	481 348	486 630
RÉSEAU - Compteurs à budget	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Interventions tiers	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Champs photovoltaïques	-	-	-	-	-
RÉSEAU - Dimming	-	-	-	-	-
RÉSEAU - SMART	121 037	121 037	121 037	121 037	121 037
RÉSEAU - Intitulé libre 5	-	-	-	-	-

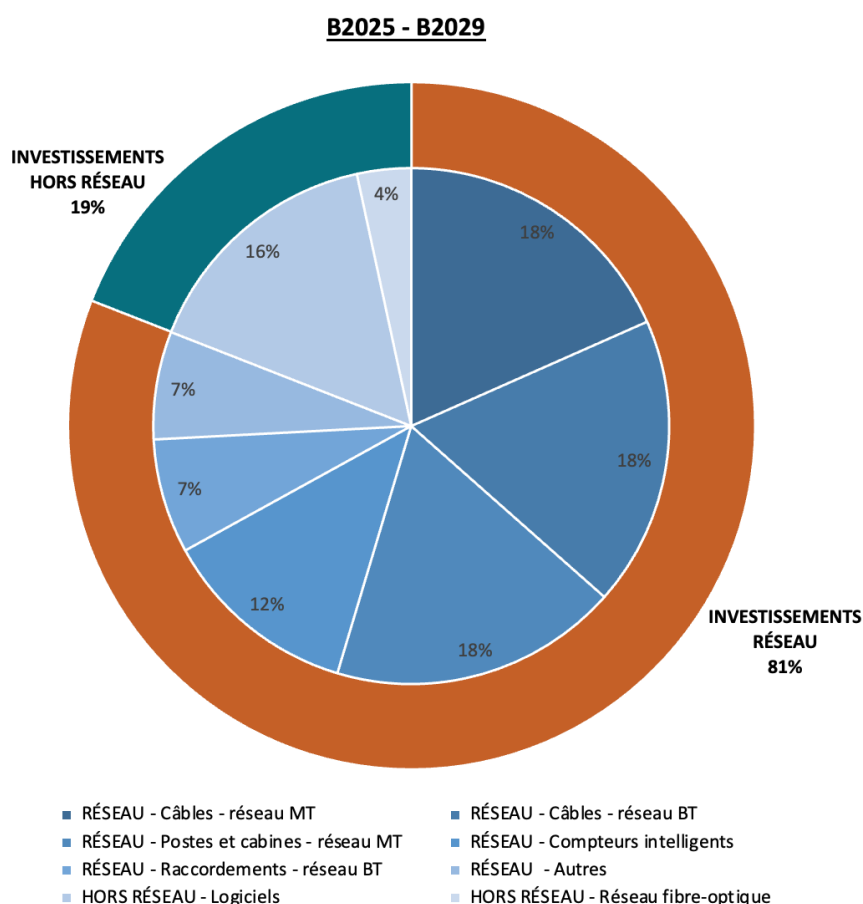
	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS RÉSEAU</b>	2 833 322	2 878 055	2 919 929	2 966 175	3 010 571
HORS RÉSEAU - Terrains hors réseau	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Bâtiments administratifs	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Mobilier	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Matériel roulant	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Réseau fibre-optique	120 578	120 154	123 253	122 655	124 590
HORS RÉSEAU - Outillage et machines	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Logiciels	549 384	557 625	565 990	574 479	583 097
HORS RÉSEAU - Équipements administratifs	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Atrias	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Smart (Logiciel + site internet)	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Intitulé libre 4	-	-	-	-	-
HORS RÉSEAU - Intitulé libre 5	-	-	-	-	-
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS HORS RÉSEAU</b>	669 962	677 779	689 243	697 134	707 687

<b>TOTAL INVESTISSEMENTS</b>	3 503 284	3 555 834	3 609 171	3 663 309	3 718 258
------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

<b>TOTAL INVESTISSEMENTS 2025-2029</b>	<b>18 049 856</b>
--	-------------------

Source : Décision - ELEC - Investissements (2)

GRAPHIQUE 7 RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS BRUTS CUMULÉS DES ANNÉES 2025 À 2029



Source : Décision - ELEC - Investissements (2)

#### 5.2.4 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 **9 637 804 €** et la valeur de la plus-value de réévaluation au 31 décembre 2024 s'élève à **9 081 414 €**.

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

	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	9 637 804	9 359 609
Plus-value indexation historique	592 435	565 500
Plus-value iRAB	9 045 369	8 794 109
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	-278 195	-278 195
Plus-value indexation historique (signe négatif)	-26 934	-26 934
Plus-value iRAB (signe négatif)	-251 260	-251 260
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	9 359 609	9 081 414
Plus-value indexation historique	565 500	538 566
Plus-value iRAB	8 794 109	8 542 849

Source : Décision - ELEC RAB

### 5.2.5 Évolution de la plus-value de réévaluation à partir du 1<sup>er</sup> 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 **9 081 414 €** et la plus-value de réévaluation finale au 31.12.2029 à **7 690 441 €**. Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la plus-value de réévaluation entre le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et le 31 décembre 2029 :

TABLEAU 65 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA 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	9 081 414	8 803 220	8 749 351	8 695 482	8 641 613
Plus-value indexation historique	538 566	511 631	484 697	457 762	430 828
Plus-value iRAB	8 542 849	8 291 588	8 264 654	8 237 719	8 210 785
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	-278 195	-278 195	-278 195	-278 195	-278 195
Plus-value indexation historique (signe négatif)	-26 934	-26 934	-26 934	-26 934	-26 934
Plus-value iRAB (signe négatif)	-251 260	-251 260	-251 260	-251 260	-251 260
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	8 803 220	8 525 025	8 246 830	7 968 635	7 690 441
Plus-value indexation historique	511 631	484 697	457 762	430 828	403 893
Plus-value iRAB	8 291 588	8 040 328	7 789 068	7 537 808	7 286 547

Source : Décision - ELEC RAB

## 6 LA QUOTE-PART DES SOLDES RÉGULATOIRES (SR<sub>N</sub>)

### 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 de distribution approuvés ou non.

TABLEAU 66 SOLDES RÉGULATOIRES

SOLDES RÉGULATOIRES RAPPORTÉS									
	2011-2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	SR SMART	TOTAL
Solde de distribution	-2 843 421	-121 237	-333 638	104 520	-30 788	307 561	807 170		2 109 834
SOLDES RÉGULATOIRES APPROUVÉS									
	2011-2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	SR SMART	TOTAL
Solde de distribution	-2 843 421	-121 237	-333 638					-925 860	-4 224 156

Source : Décision – SR + ex-post 2022

Légende :

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

Le tableau ci-dessous détaille l'affectation des soldes régulatoires dans les tarifs de distribution.

TABLEAU 67 AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES

Soldes régulatoires déjà affectés									
	2011-2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	SR SMART	TOTAL
Année d'affectation	2019	709 224							709 224
	2020	710 855							710 855
	2021	710 855							710 855
	2022	712 487							712 487
	2023								0
	2024								366 016
Soldes régulatoires non affectés	0	-121 237	-333 638	0	0	0	0	-559 844	-1 014 719

Source : Décision – SR

Sur la base des affectations et des soldes régulatoires approuvés, un montant de -1 014 719 € de soldes régulatoires de distribution reste à affecter aux futurs tarifs de distribution. Il constitue une créance (actif tarifaire) à l'égard des utilisateurs du réseau. Il n'a pas été pris en compte lors de la détermination du revenu autorisé 2025-2029 (non affecté), mais pourra néanmoins être affecté ultérieurement.