

Date du document : 13/03/2025

DÉCISION

CD-25c13-CWaPE-1048

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2023

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 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, et des articles 104, 120 et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023

Table des matières

1.	BASE LEGALE.....	5
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2023.....</i>	5
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2023.....</i>	5
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2023.....</i>	6
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	7
3.	RESERVE GENERALE	8
4.	CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES.....	9
5.	ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2023	11
6.	BONUS/MALUS.....	13
6.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	14
6.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNC _{autres}	14
6.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP}).....	16
6.1.3.	Détail du bonus/malus relatif aux CNI	17
6.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables</i>	20
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique	20
6.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre	20
6.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts	20
6.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget	20
6.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques.....</i>	21
7.	RESULTAT ANNUEL	23
8.	SOLDES REGULATOIRES	26
8.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})</i>	26
8.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables</i>	30
8.2.1.	Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde réglementaire relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC _{non contrôlables} et SRP _{non contrôlables})	30
8.2.2.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR _{achat pertes})	31
8.2.3.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR _{achat clientèle}).....	32
8.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR _{achat Cv})	32
8.2.5.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CàB}).....	32
8.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})</i>	33
8.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable})</i>	34
8.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR_{projets spécifiques})</i>	37
9.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE 2022	40
9.1.	<i>Affectation du solde réglementaire de distribution pour l'exercice d'exploitation 2022</i>	40
9.2.	<i>Solde réglementaire cumulé pour la période 2008-2022</i>	40
10.	DECISION RELATIVE AUX SOLDES 2022.....	43
10.1.	<i>Approbation des soldes réglementaires</i>	43
10.2.	<i>Affectation des soldes réglementaires</i>	43
11.	VOIES DE RECOURS.....	44
12.	ANNEXES	45

Index graphiques

Graphique 1	Bonus/malus	13
Graphique 2	Bonus/malus relatif aux CNC _{autres} – année 2023.....	14
Graphique 3	Bonus/malus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2023	17
Graphique 4	Détail du Bonus/malus relatif aux CNI OSP et hors OSP (réseau/hors réseau).....	18
Graphique 5	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement réseau OSP	19
Graphique 6	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement hors réseau	19
Graphique 7	Détail du Bonus/malus relatif aux Moins-values réalisées sur actifs réseau	19
Graphique 8	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable.....	23
Graphique 9	Composition du résultat tarifaire	24
Graphique 10	Résultats comptables par nature.....	25
Graphique 11	Solde régulateur	26
Graphique 12	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques.....	27
Graphique 13	Détail du solde régulateur relatif au terme capacitaire	28
Graphique 14	Détail du solde régulateur relatif au terme proportionnel	28
Graphique 15	volumes de prélèvements budgétés et réels 2022 (hors transit et perte).....	29
Graphique 16	Détail solde régulateur SRC <small>non contrôlables</small> & SRP <small>non contrôlables</small>	30
Graphique 17	Ecart entre les volumes de perte budgétés et réels.....	31
Graphique 18	Détail de l’écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public	33
Graphique 19	Evolution de la Base d’Actifs Régulés	34
Graphique 20	Détail des investissements et interventions tiers - Réseau	35
Graphique 21	Détail des investissements – Hors Réseau	36
Graphique 22	Réconciliation de la Base d’Actifs Régulés budgétée et réelle	37

Index tableaux

Tableau 1	Ecart global – année 2023	12
Tableau 2	Détail des charges nettes contrôlables OSP	16
Tableau 3	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	18
Tableau 4	Charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité issues de la demande de budget spécifique du 10 novembre 2021	21
Tableau 5	Détail du Bonus/Malus relatif aux projets spécifiques.....	22
Tableau 6	Détail de la marge bénéficiaire équitable	23
Tableau 7	Résultat, dividendes et payout ratio	25
Tableau 8	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques	27
Tableau 9	Evolution RAB budgétée et réelle & impact sur le solde régulateur	36
Tableau 10	Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques	39
Tableau 11	Affectation des soldes régulateurs – année 2008 à 2022	42

1. BASE LÉGALE

1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2023

En vertu de l'article 43, § 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la CWaPE est chargée de l'approbation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution.

Il ressort des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité que cette compétence d'approbation des tarifs comprend notamment l'examen des rapports annuels des GRD et des soldes régulatoires en découlant ainsi que leur approbation ou refus d'approbation au moyen de décisions motivées.

1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2023

En date du 17 juillet 2017, le Comité de direction de la CWaPE a adopté la décision portant sur la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 (ci-après la méthodologie tarifaire 2019-2023), ainsi que les annexes y relatives.

Cette méthodologie tarifaire habilite la CWaPE à contrôler annuellement le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) concernant l'exercice d'exploitation écoulé (article 104). Ce contrôle est réalisé selon la procédure visée au titre IV, chapitre 2, de la méthodologie tarifaire 2019-2023 (articles 122 et 123) et porte notamment sur le respect des articles 8 (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et 105 à 119 de la méthodologie qui décrivent les modalités de calcul des différentes catégories d'écarts entre le budget et la réalité :

- 1° L'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution ;
- 2° L'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables ;
- 3° L'écart relatif aux produits opérationnels non contrôlables ;
- 4° L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables ;
- 5° L'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable ;
- 6° L'écart relatif aux charges nettes relatives aux projets spécifiques.

À cette fin, le GRD doit soumettre à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année 2023 en l'occurrence), lequel doit comporter le modèle de rapport au format Excel (annexe 7 de la méthodologie tarifaire 2019-2023) ainsi que l'ensemble de ses annexes.

1.3. Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulateur relatif à l'année 2023

L'article 4, § 2, 14°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, habilite également la CWaPE à déterminer les modalités selon lesquelles les soldes régulatoires approuvés sont, le cas échéant, récupérés ou rendus dans les tarifs.

L'article 120 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 précise, à ce sujet, que la période d'affectation du solde régulateur annuel total, à l'exception du solde relatif à la cotisation fédérale, est déterminée par la CWaPE, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution.

L'article 122 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit notamment que le gestionnaire de réseau de distribution soumette à la CWaPE au plus tard le 30 juin de l'année N+1, une demande de révision du tarif pour les soldes régulatoires afin d'y intégrer les soldes régulatoires approuvés par la CWaPE.

2. HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE

1. En date du 24 janvier 2024, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif à l'établissement des rapports tarifaires *ex post* de l'année 2023 comprenant :
 - La valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes ;
 - La valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ;
 - La valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts ;
 - Le délai moyen maximum de placement des compteurs à budget ;
 - Le calendrier de contrôle des rapports tarifaires *ex-post* de l'année 2023.
2. En date du 25 juin 2024, l'AIEG et la CWaPE actaient d'un commun accord une dérogation au calendrier convenu dans le courrier du 24 janvier 2024.
3. En date du 10 juillet 2024, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2023 ainsi que les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2023 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
4. L'analyse du rapport tarifaire *ex post* visé ci-avant a requis de la part de la CWaPE des informations et explications complémentaires. La CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 26 septembre 2024.
5. En date du 6 janvier 2025, la CWaPE a reçu du commissaire aux comptes de l'AIEG :
 - le rapport relatif « aux investissements et mises hors services » d'une part ; et
 - le rapport relatif « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » d'autre part.
6. En date du 6 janvier 2025, la CWaPE a reçu, d'une part, les réponses aux questions complémentaires de la CWaPE, et d'autre part, le rapport tarifaire *ex post* adapté de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2023.
7. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et des articles 104, 120, et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023, sur le calcul et l'affectation du solde régulateur de l'année 2023 établi sur la base du rapport tarifaire *ex post* déposé le 6 janvier 2025 par l'AIEG.

3. RÉSERVE GÉNÉRALE

La présente décision relative aux soldes 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, notamment lors de la validation des plans d'adaptation ou lors de l'élaboration du rapport annuel de la CWaPE relatif aux coûts des obligations de service public pour l'année 2023, 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 rapportés 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 rapportés par les GRD et encore moins de leurs montants et justifications.

Par conséquent, l'absence de remarques sur certains éléments de coûts ou de réduction de coûts du rapport annuel 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. La CWaPE est toutefois disposée, sur demande motivée de l'AIEG, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

4. CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTÉS

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* reçu le 6 janvier 2025 et portant sur l'exercice d'exploitation 2023, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et aux articles 106 à 117 de la méthodologie tarifaire.

Les éléments de contrôle ont porté notamment sur le caractère raisonnablement justifié des coûts au sens de l'article 8, § 2, de la méthodologie tarifaire (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) conformément aux critères que cette disposition prévoit.

Le GRD transmet chaque année à la CWaPE, au travers de ses rapports tarifaires *ex post*, un bilan et un compte de résultats scindés par catégorie d'activité, ainsi qu'une explication des règles d'imputations des coûts et des produits qui ont été appliquées. Ces exigences sont formulées aux articles 146 à 148 de la méthodologie tarifaire. Les articles 149 à 152 de la méthodologie tarifaire prévoient la rédaction d'une notice méthodologique par le GRD et l'établissement de rapports spécifiques par son Commissaire.

Dans le cadre de ses contrôles, CWaPE a vérifié notamment que les activités exercées au cours de l'année d'exploitation par le gestionnaire de réseau de distribution ont été classées selon leur nature en activité régulée, activité non régulée ou activité 'autre' (hors GRD).

Comme **activité régulée**, l'AIEG est désignée en tant que gestionnaire de réseau de distribution d'électricité sur le territoire des communes d'Andenne, Gesves, Ohey, Rumes et Viroinval.

Notons également qu'une entité juridique a été créée début 2015 sous la forme d'une SCRL dénommée AREWAL. Cette SCRL a été fondée par les 3 GRD suivants : l'AIEG, l'AIESH et le Réseau des Energies de Wavre. L'objet de la SCRL est d'assister les GRD qui en sont associés, dans l'accomplissement des missions qui leur sont dévolues par les décrets, règlements et arrêtés et, en particulier, les obligations de services publics qui leur sont imparties, comme la gestion de l'éclairage public. L'AIEG facture, en tant qu'activité régulée, la location de ses locaux à AREWAL ainsi que les prestations réalisées pour la gestion journalière, comptable et également des différents projets.

À côté des activités régulées citées ci-avant et qui constituent le cœur de son métier, le gestionnaire de réseau de distribution exerce des **activités non régulées** notamment :

- L'AIEG travaille en tant que sous-traitant pour ORES sur le réseau de Namur en vertu d'une convention.
- L'AIEG prend également à sa charge les consommations relatives aux éclairages publics sur les communes où l'AIEG est désignée comme GRD.
- L'AIEG gère les placements de trésorerie avant libéralisation.

L'AIEG ne dispose d'aucun **autre secteur d'activité** (activité 'autre' (hors GRD)).

La CWaPE a également contrôlé que les tableaux rapportés par le gestionnaire de réseau donnent une image fidèle de la situation financière de la société. Ce contrôle s'appuie notamment sur le **rapport spécifique des Commissaires relatif au bilan et au compte de résultats de l'activité régulée** du gestionnaire de réseau. Au travers de ce rapport spécifique, le Commissaire a attesté que : « *A notre avis, les tableaux donnent une image fidèle de la situation financière de l'intercommunale A.I.E.G. SC au 31 décembre 2023, ainsi que de sa performance financière pour l'exercice clos à cette date, conformément aux dispositions relatives aux informations financières à produire selon « la décision »* ».

Pour l'année 2023, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni :

- Un **rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services**.

Le Commissaire conclut notamment :

- *« Nous avons également, dans le cadre du projet SMART (remplacement du compteur classique par un compteur intelligent), prêté une attention particulière sur les investissements et les coûts de ceux-ci pour la période 2022-2028*
 - *Pas de remarques particulières sur les investissements ;*
 - *Par ailleurs aucune extourne n'a été constatée ni comptabilisée portant sur ces biens. ».*
- *« Nous avons examiné des raccordements et les compteurs (budget, électronique et classique).*
 - *Pas de remarques particulières sur les investissements.*
- *« Nous avons examiné également les investissements réseau.*
 - *Nous avons vérifié la concordance entre le tableau d'amortissement des investissements repris dans la comptabilité générale et les différents tableaux établis et émis pour la CWaPE. Dans le cadre de notre échantillonnage choisis, nous n'avons pas constaté de discordance entre les tableaux pour la CWaPE et les tableaux d'amortissement repris dans la comptabilité générale ;*
 - *....*
 - *L'amélioration du développement de la cartographie se poursuit et devient de plus en plus précise avec le temps. En effet, cela s'avère nécessaire pour répondre aux lignes directrices et à l'objectif du présent rapport de non « double présence du même poste dans l'inventaire ;*
 - *Au travers des identifications, des validations, des revues et des vérifications effectuées, nous constatons que les investissements sont effectués, dans son ensemble, conformément aux lignes directrices. ».*

L'AIEG a pu apporter une réponse à toutes les questions de clarification et de justification posées par la CWaPE, notamment en ce qui concerne les écarts entre les charges et produits budgétisés et réalisés.

5. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ ET RÉEL 2023

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2023 et approuvé par la CWaPE en date du 29 mai 2018 s'élevait à 9.886.536 euros. Entretemps :

- 1° le solde régulateur 2021 a fait l'objet d'une décision d'approbation par la CWaPE et il a été décidé d'affecter ce solde dans les tarifs de distribution du gestionnaire de réseau de distribution à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 % sur les années 2023 et 2024.
- 2° en date du 19 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2023 de l'AIEG (décision CD-22I19-CWaPE-0713) augmentant ainsi le revenu autorisé 2023 :
 - D'une part, de l'indexation du revenu autorisé 2023 d'un montant de 557.437,01 euros** ; et
 - D'autre part, de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 534.362,09 euros avait été approuvé mais non intégré dans les tarifs (décision CD-21k25-CWaPE-0595)*.
- 3° En date du 13 février 2023, la CWaPE approuvait la demande d'affectation des modifications de revenu autorisé de l'AIEG au travers de sa décision référencée CD-23b13-CWaPE-0731 :

Décision	Objet	Montant	Affectation aux tarifs 2023	Solde régulateur
CD-21k25-CWaPE-0595	Projet spécifique 2022	741.198,08	370.599,04	103.417,98
	Projet spécifique 2023	534.362,09*	267.181,05	
CD-22I22-CWaPE-0716	Révision du RA 2022	349.137,88	349.137,88	349.137,88
CD-22I19-CWaPE-0713	Révision du RA 2023	557.437,01**	557.437,01	-
CD-23b02-CWaPE-0724	Solde régulateur 2021	-407.721,08	-203.860,54	-203.860,54
TOTAL		1.774.413,95	1.340.494,42	248.695,32

Par conséquent, le revenu autorisé budgété pour l'année 2023 mis à jour avec ces éléments s'élève à 11.227.030 euros.

Le revenu autorisé réel de l'année 2023 s'élève 11.766.604 euros.

L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2023 s'élève à - 539.575 euros, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution d'un montant de - 1.866.249 euros. L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2023 s'élève à - **2.405.824 euros** (soit 21 % du revenu autorisé budgété révisé) constitué d'une **créance de - 2.358.884,12 euros** et d'un **malus de - 46.939,59 euros**.

TABLEAU 1 ECART GLOBAL – ANNEE 2023

	<u>CD-18e29- CWAPE-0192</u>	<u>CD-21k25- CWAPE-0595</u>	<u>CD-22l19- CWAPE-0713</u>						
	BUDGET 2023 Initial	BUDGET 2023 CPS	BUDGET 2023 Révisé	BUDGET 2023	REALITE 2023	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS	
Charges nettes contrôlables	4.802.116	-	557.437	5.359.553	5.694.082	- 334.529	- 527.570	193.042	
Charges nettes contrôlables hors OSP	4.221.417	-	489.803	4.711.219	4.543.647	167.572		167.572	
Charges nettes contrôlables OSP	580.700	-	67.634	648.334	1.150.435	- 502.101	- 527.570	25.470	
Charges et produits non-contrôlables	2.960.349	-	-	2.960.349	3.029.632	- 69.283	- 69.283	-	
Hors OSP	2.806.929	-	-	2.806.929	3.411.672	- 604.743	- 604.743	-	
OSP	153.420	-	-	153.420	382.041	535.461	535.461	-	
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	0	534.362	-	534.362	681.205	- 146.843	93.139	- 239.981	
Charges nettes fixes	-	291.357	-	291.357	497.468	- 206.111		- 206.111	
Charges nettes variables	-	243.005	-	243.005	183.736	59.268	93.139	- 33.871	
Marge équitable	2.124.070	-	-	2.124.070	2.112.992	11.079	11.079	-	
Hors OSP	2.121.698	-	-	2.121.698	2.110.853	10.845	10.845		
OSP	2.372	-	-	2.372	2.138	234	234		
Quote-part des soldes régulatoires années précédentes	0	-	-	248.695	248.695	-	-		
Sous-Total	9.886.536	534.362	557.437	11.227.030	11.766.604	- 539.575	- 492.635	- 46.940	
Chiffre d'affaires (signe négatif)									
Chiffre d'affaires - Tarif OSP				- 736.492	- 596.108	- 140.384	- 140.384		
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie				- 611.805	- 509.223	- 102.582	- 102.582		
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés				- 682.133	- 567.873	- 114.259	- 114.259		
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges				-	-	-	-		
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires				- 1.340.494	- 935.498	- 404.997	- 404.997		
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive				- 17.484	- 15.013	- 2.471	- 2.471		
Chiffre d'affaires - Tarif injection				- 17.682	- 8.922	- 8.760	- 8.760		
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution				- 7.820.939	- 6.728.143	- 1.092.796	- 1.092.796		
Sous-Total				- 11.227.030	- 9.360.781	- 1.866.249	- 1.866.249		
TOTAL				- 0	2.405.823	- 2.405.824	- 2.358.884,12	- 46.939,59	

Cet écart global est détaillé aux points 6 (bonus/malus) et 8 (solde régulateur) du document.

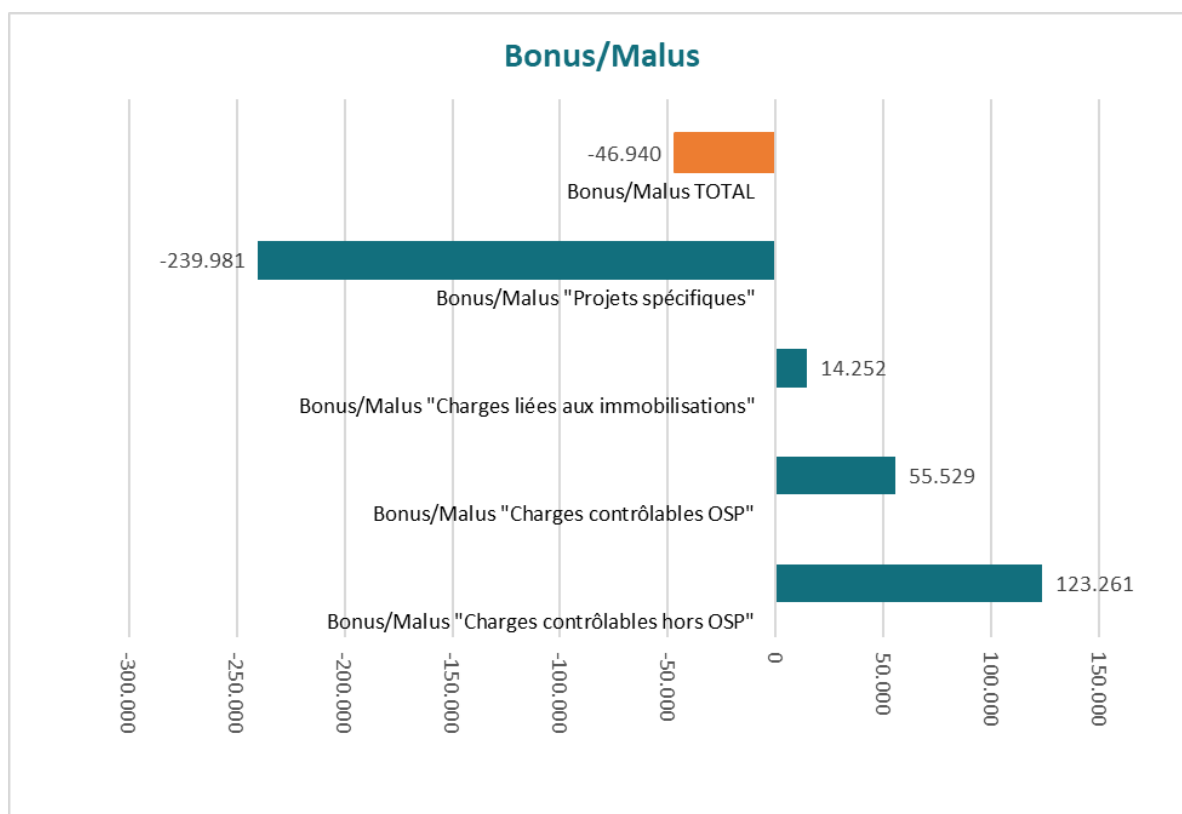
6. BONUS/MALUS

Le bonus ou le malus du gestionnaire de réseau de distribution est constitué des éléments suivants :

1. Le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables hors OSP (article 113 de la méthodologie tarifaire) ;
2. Le bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (article 113 de la méthodologie tarifaire). En ce qui concerne les charges nettes variables relatives aux OSP, seul l'effet coût est pris en considération (article 114, §3 de la méthodologie tarifaire) ;
3. Le bonus/malus relatif aux charges nettes liées aux immobilisations (article 113 de la méthodologie tarifaire) ;
4. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (article 107 de la méthodologie tarifaire) ;
5. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau (article 108 de la méthodologie tarifaire) ;
6. Le bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts (article 110 de la méthodologie tarifaire) ;
7. Le bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (article 111 de la méthodologie tarifaire) ;
8. Le bonus/malus relatif aux charges nettes fixes ainsi que l'effet coût des charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (articles 116 et 117 de la méthodologie tarifaire).

Le « bonus » ou le « malus » total fait partie du résultat comptable, il vient donc augmenter ou diminuer le bénéfice annuel du gestionnaire de réseau.

GRAPHIQUE 1 BONUS/MALUS



6.1. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables

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

$$CNC = [CNC_{\text{autres}} + CNF_{\text{OSP}} + CNV_{\text{OSP}} + CNI]$$

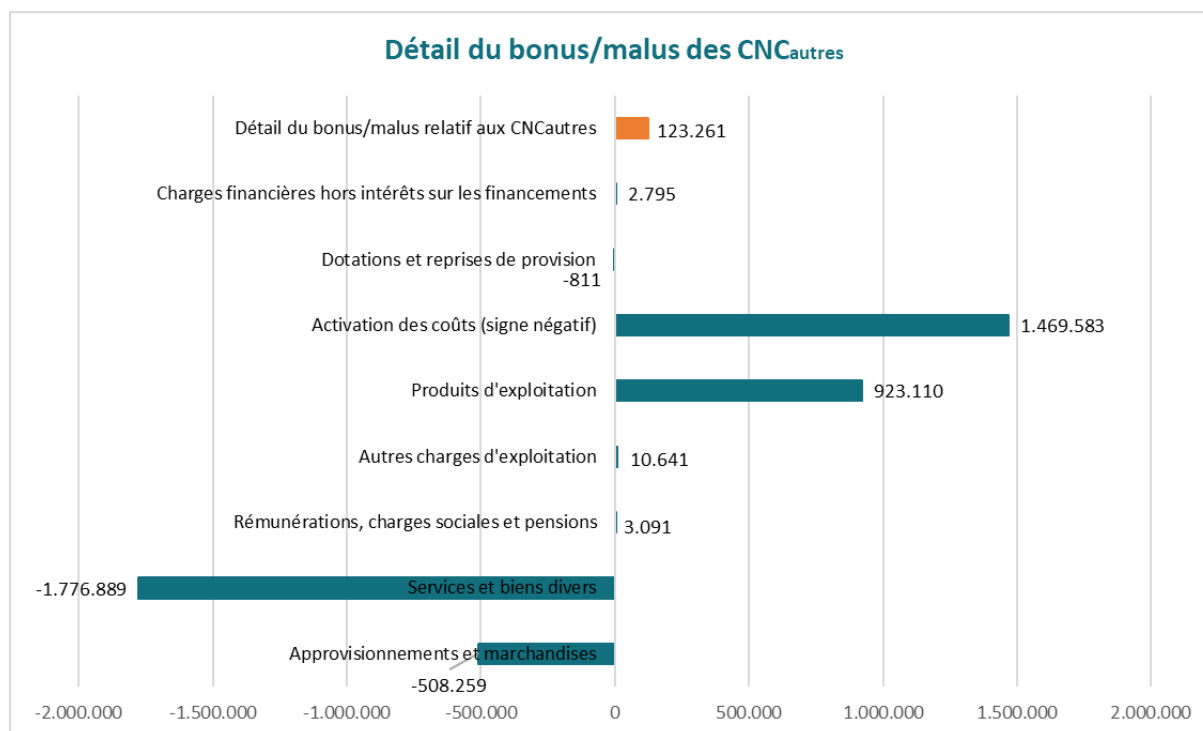
Avec :

- CNC_{autres} = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ;
- CNF_{OSP} = charges nettes fixes relatives aux obligations de service public ;
- CNV_{OSP} = charges nettes variables relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS).

6.1.1. Détail du bonus/malus relatif aux CNC_{autres}

Au 31 décembre 2023, les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations s'élèvent à 2.708.033 euros contre un montant budgété révisé de 2.831.293 euros, soit un **bonus de 123.261 euros** (-262,59 % du malus 2023 de l'AIEG).

GRAPHIQUE 2 BONUS/MALUS RELATIF AUX CNC_{AUTRES} – ANNEE 2023



Pour rappel, les coûts contrôlables budgétés à partir de 2020 représentent une trajectoire basée sur les coûts contrôlables budgétés 2019 augmentés annuellement de l'indexation (+ 1,575 %) diminuée d'un facteur d'efficience (- 1,5 %) le cas échéant. En d'autres termes, le budget 2023 est le budget 2019

quadruplement augmenté de ces facteurs. Outre cette explication générale de l'écart 2023, ce bonus provient notamment :

- 1° D'un malus sur les **approvisionnements et marchandises** qui augmentent de + 508.259 euros par rapport aux montants budgétés, notamment à la suite d'une forte augmentation de la production immobilisée (voir ci-dessous) se traduisant par une augmentation des achats de fournitures de raccordement et d'entretien.
- 2° Des **services et biens divers** en très nette augmentation (+ 1.76.889 euros) par rapport aux montants budgétés à la suite notamment de :
 1. Une **hausse des frais informatiques** (+ 408.171 euros soit 23 % de la hausse des services et biens divers). Les coûts engendrés par la clearing house ATRIAS et les frais informatiques liés à Haugazel-Haulogy continuent de représenter une lourde charge pour l'AIEG respectivement 17 % et 44 % des frais informatiques au 31 décembre 2023. En ce qui concerne les coûts Haugazel-Haulogy, il s'agit notamment de frais de maintenance et de développement (ERP métier, PPP...).
 2. Un écart significatif pour les **coûts relatifs aux entrepreneurs et sous-traitants** (+ 1.126.346 euros, soit 63 % de la hausse des services et biens divers). Pour l'exercice 2023, la CWaPE constate une nette augmentation des coûts de sous-traitant qui sont un tiers plus élevé que la moyenne des coûts de sous-traitant réels 2021-2022. L'écart s'explique donc principalement par l'augmentation de la production immobilisée. Pour rappel également, dans le budget 2019, l'AIEG avait d'une part 'trop' transféré sur le niveau de tension Haute Tension au détriment de la Basse Tension, et, d'autre part sous-estimé le budget total des sous-traitants. Le budget était basé sur une production immobilisée légèrement sous-estimée et multipliée par un ratio estimé sur la base des proportions des sous-traitants réels 2015 et 2016 également inférieurs. Le budget 2021 étant basé sur la trajectoire 2019, nous retrouvons ces écarts.
 3. Une hausse des consommations en eau, téléphone, fax et énergie de 147.657 soit 8 % de la hausse des services et biens divers provenant d'une erreur de rapportage de l'AIEG. En effet, par le passé, la consommation propre du bâtiment de l'AIEG était ajoutée à la consommation de l'éclairage public en non-régulé (l'AIEG est propriétaire des points lumineux). Dans le courant de l'année 2023, l'AIEG s'en est rendu compte et a donc créé un EAN afin de pouvoir prendre en compte la consommation de son bâtiment dans l'activité régulée à partir du 1^{er} janvier 2023.
- 3° Une augmentation des **produits d'exploitation** (+ 923.110 euros) provenant :
 1. De la reprise d'une provision pour surcoût à payer en 2023 pour l'achat d'électricité pour couvrir les pertes 2023 comptabilisée en 2022 (600.000 euros) ;
 2. De montants budgétés pour 2023 qui ne tenaient pas compte des produits divers tels que la récupération de frais administratifs relatifs au GRT et de diverses cotisations ;
 3. Au vu de la législation en vigueur, l'AIEG peut récupérer une quote-part du précompte professionnel prélevé sur les ouvriers lorsque ces derniers exercent un travail en équipe, soit pour l'année 2023, un montant de + 22.167 euros non budgété.
- 4° **L'activation des coûts** (+ 1.469.583 euros) constitue un produit en hausse.

6.1.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF_{OSP} et CNV_{OSP})

Au 31 décembre 2023, les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public s'élèvent à 1.150.435 euros contre un montant budgété de 648.334 euros. Comme précisé dans la méthodologie tarifaire :

- 1° La totalité de l'écart relatif aux charges nettes fixes relatives aux obligations de service public constitue un bonus/malus¹ (en l'occurrence un **bonus de 34.180 euros** pour l'AIEG, soit - 72,82 % du malus) ;
- 2° L'écart relatif aux charges nettes variables relatives aux obligations de service public est défini à l'article 114 de la méthodologie tarifaire. Cet écart distingue, d'une part, l'**effet coût** et, d'autre part, l'**effet volume** et constitue soit un bonus/malus, soit une dette/créance². Au 31 décembre 2023, un **bonus de 21.349 euros** a été rapporté (- 45,48 % du malus) ;
- 3° L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public³, constitue un bonus/malus (en l'occurrence un bonus de 14.252 euros (- 30,36 % du malus), dont un **malus de – 30.060 euros** concerne les obligations de service public (64,04 % du malus)). Cet écart est détaillé au point 6.1.3 ci-dessous.

TABLEAU 2 DÉTAIL DES CHARGES NETTES CONTROLABLES OSP

	BUDGET 2023	REALITE 2023		Ecart	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables OSP	648.334	1.150.435	-	502.101	- 527.570	25.470
Charges nettes fixes à l'exclusion des charges d'amortissement	228.393	194.212		34.180		34.180
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	323.637	829.859	-	506.222	- 527.570	21.349
Charges d'amortissement	96.304	126.364	-	30.060		- 30.060

Globalement, l'écart relatif aux charges nettes relatives aux obligations de service public hors charges nettes liées aux immobilisations à charge de l'AIEG est un **bonus de 55.529 euros** (-118,30 % du malus).

Les écarts s'expliquent notamment par la mécanique introduite par la méthodologie tarifaire, à savoir, pour les années 2020 à 2023 les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public⁴ et la charge nette unitaire (CNU) prévisionnelle⁵ sont déterminées en multipliant les budgets 2019 par $[1 + (IS - X)]$.

¹ Article 113 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023

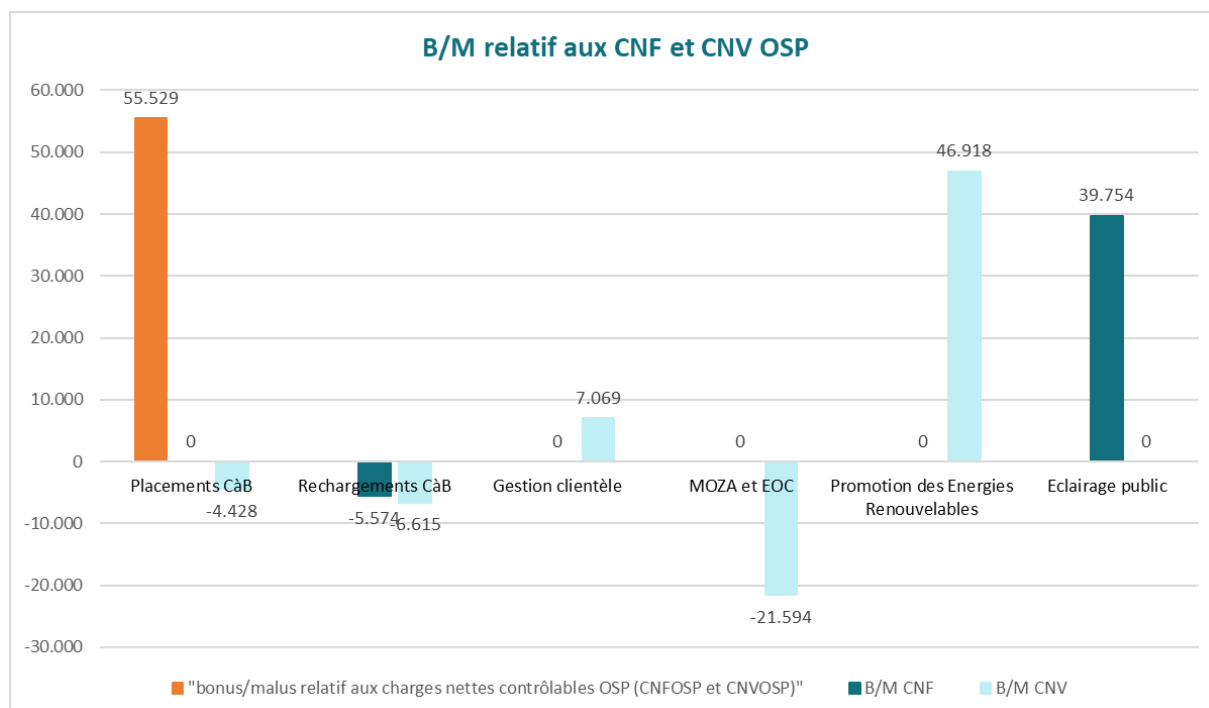
² Voir point 8 ci-dessous.

³ Ibidem 2.

⁴ Article 44bis, § 2, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

⁵ Article 47 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

GRAPHIQUE 3 BONUS/MALUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNÉE 2023



Les **charges nettes fixes** relatives aux obligations de service public présentent un bonus de 34.180 euros (61,55 % du bonus relatif aux charges nettes contrôlables OSP) provenant :

- D'une part, d'une **augmentation des coûts de rechargement des compteurs à budget** (- 5.574 euros [malus]) ;
- D'autre part, par une **diminution du coût de l'entretien normal** (65.150 euros [bonus]) compensé partiellement par une **augmentation du coût de remplacement des armatures vapeurs mercure HP** (-25.396 euros [malus]).

Les **charges nettes variables** relatives aux obligations de service public représentent 38,45 % du bonus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (21.349 euros). Ce bonus provient majoritairement d'une diminution du coût unitaire relatif au nombre de dossiers traités qui concernent une nouvelle installation photovoltaïque ou l'extension d'une installation déjà existante (-9,49 %) à la suite de l'explosion du nombre de dossiers traités (+794,17 %). Les autres charges nettes variables présentent plutôt un léger malus, notamment d'une **augmentation du coût unitaire relatif au nombre de demandes de MOZA et EOC** introduites et validées par l'AIEG suite principalement à la révision à la hausse du coût horaire des prestations de l'AIEG (+19 %) et une nette augmentation du nombre de fin de contrats résidentiels par les fournisseurs (effet décret juge de paix).

6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNF

L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public, constitue un **bonus de 14.252 euros** (- 30.36 % du malus total).

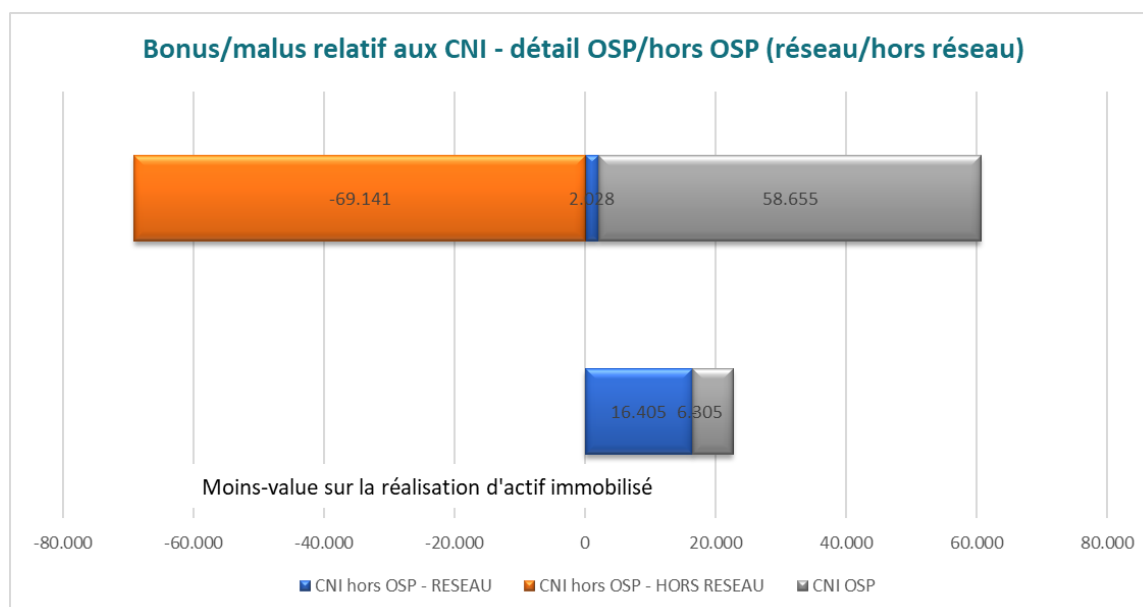
TABLEAU 3 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET 2023	REALITE 2023	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	1.701.578	1.698.714	2.863
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	119.004	100.265	18.738
Subsides en capital portés en compte de résultats (signe négatif)	0	0	0
Dotations et reprises de réduction de valeurs sur les actifs régulés	0	0	0
Plus-value sur la réalisation des actifs régulés (signe négatif)	0	0	0
Moins-values sur la réalisation des actifs régulés	59.344	36.634	22.710
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	1.879.926	1.835.614	44.312
Gestion des compteurs à budget	94.058	35.648	58.411
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	0	0
Gestion de la clientèle	2.246	2.001	245
Déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrats (EOC)	0	0	0
Charges nettes liées à la promotion des énergies renouvelables	0	0	0
Eclairage public	0	88.715	-88.715
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	96.304	126.364	-30.060
Bonus/Malus relatif aux CNI	1.976.230	1.961.978	14.252

Ce bonus est constitué des écarts relatifs :

- Aux moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés (bonus de 22.710 euros, soit 159 % du bonus lié aux CNI) réalisées sur les actifs réseau hors OSP (16.405 euros) et sur les autres actifs (6.305 euros) ;
- Aux charges d'amortissements hors plus-value iRAB (malus de -27.196 euros soit -191 % du bonus liés aux CNI) ;
- Aux charges d'amortissement/désaffectation relatives aux plus-values iRAB (bonus de 18.738 euros, soit 131 % du bonus lié aux CNI) normalement constantes, mais dont les budgets 2020-2023 constituent une indexation du budget 2019⁶.

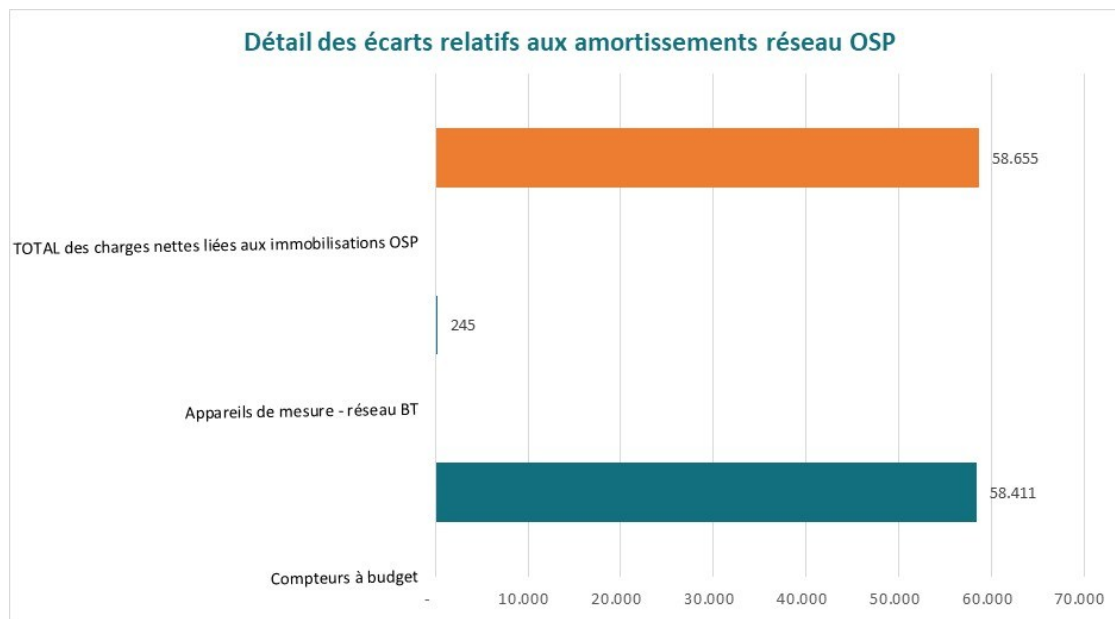
GRAPHIQUE 4 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI OSP ET HORS OSP (RÉSEAU/HORS RÉSEAU)



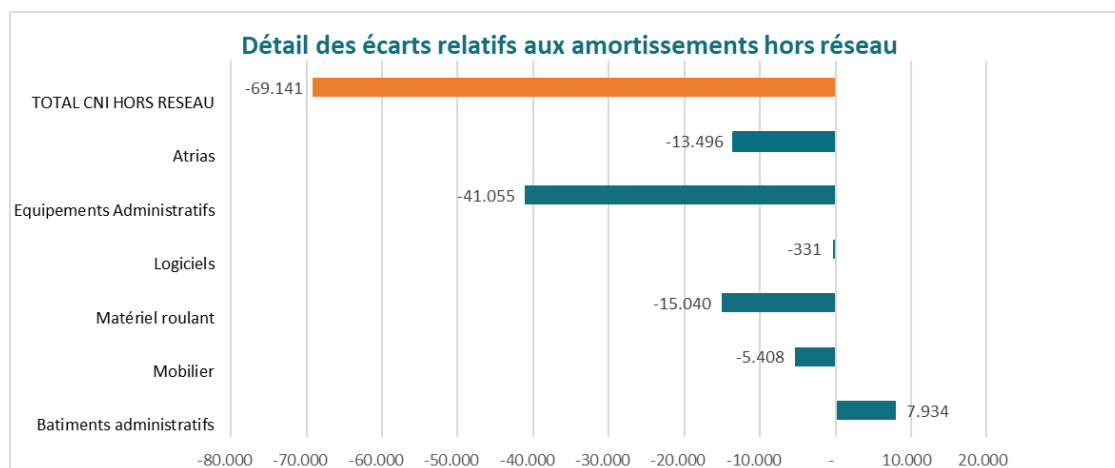
Le bonus 2023 provient donc d'une combinaison de bonus réalisés sur les moins-values sur la réalisation d'actif immobilisé (22.710 euros) compensés par un malus sur les charges d'amortissement (malus hors réseau et bonus réseau OSP).

⁶ Article 48, § 2, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

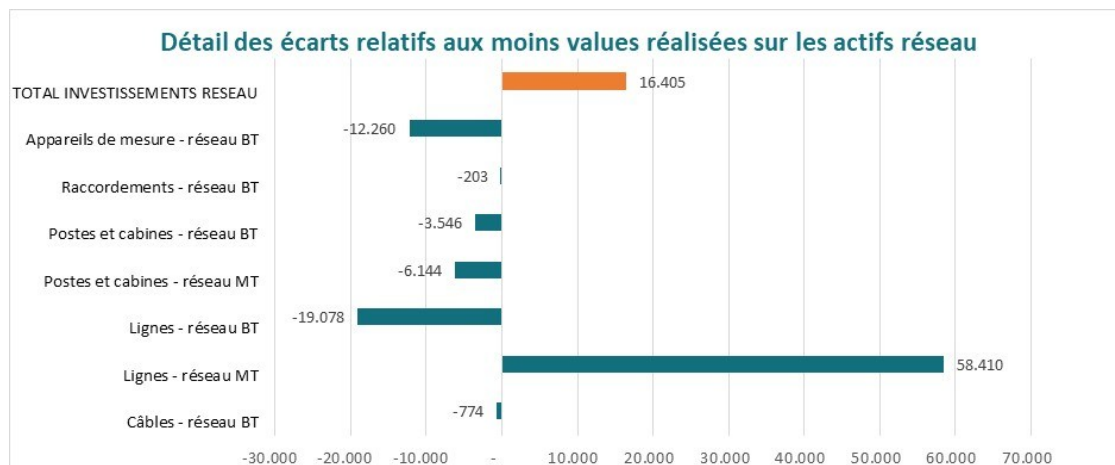
GRAPHIQUE 5 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES D'AMORTISSEMENT RÉSEAU OSP



GRAPHIQUE 6 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES D'AMORTISSEMENT HORS RÉSEAU



GRAPHIQUE 7 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX MOINS-VALUES RÉALISÉES SUR ACTIFS RÉSEAU



6.2. Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables

6.2.1. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique

L'écart relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau (solde régulateur) en fonction du prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2023 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a **pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

6.2.2. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre

L'écart relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre est défini à l'article 108, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2023 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a **pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

6.2.3. Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts

L'écart relatif aux charges d'achat des certificats est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel des certificats verts.

Le prix d'achat réel des certificats verts de l'année 2023 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a **pas de bonus ou de malus** lié à l'effet coût. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

6.2.4. Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget

L'écart relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget est défini à l'article 111, §§ 3 et 4, de la méthodologie tarifaire.

En 2023, le GRD n'a versé **aucune indemnité** aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget.

6.3. Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques

Conformément à l'article 116 de la méthodologie tarifaire, pour chaque projet spécifique, l'écart entre les charges nettes fixes prévisionnelles reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau et les charges nettes fixes réelles de l'année N constitue un « bonus » (si budget supérieur à réalité) ou un « malus » (si budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

Pour rappel, dans sa décision référencée CD-18e29-CWaPE-0192 relative à la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau de distribution AIEG, la CWaPE et l'AIEG avaient convenu d'un commun accord, de ne pas budgéter de charges nettes relatives au projet spécifique pour le déploiement des compteurs communicants, le business case de l'AIEG nécessitant de la part de ce dernier d'être précisé et affiné.

En mars 2021, un plan financier de déploiement des compteurs communicants a été transmis par AREWAL (au nom de l'AIEG, AIESH et REW) à la CWaPE.

En octobre et novembre 2021, la CWaPE a reçu des demandes de budget relatives au déploiement des compteurs communicants de la part de l'AIEG, dont une version adaptée suite à l'analyse des fichiers intermédiaires de calcul des demandes budgétaires qui ont requis de la part de la CWaPE des explications et informations complémentaires. L'AIEG a transmis en date du 10 novembre 2021, une version adaptée finale de demande de budget spécifique du projet de déploiement des compteurs communicants électricité.

En date du 25 novembre 2021, dans sa Décision d'octroi de budget spécifique couvrant les charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité de l'AIEG (décision référencée CD-21k25-CWaPE-0595), la CWaPE a approuvé le montant des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité pour la période régulatoire 2019-2023 issues de la demande de budget spécifique du 10 novembre 2021 qui s'élève à **1.275.560 euros**. Le détail de ce montant est repris au tableau 3 ci-dessous et impacte la période 2022-2023.

TABEAU 4 CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET DE DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS ÉLECTRICITÉ ISSUES DE LA DEMANDE DE BUDGET SPÉCIFIQUE DU 10 NOVEMBRE 2021

CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS - ELECTRICITE						
	B 2019	B 2020	B 2021	B 2022	B 2023	B2019-2023
CNI réseau additionnelles	0	0	0	132.599	169.459	302.058
CNI IT additionnelles	0	0	0	34.052	35.035	69.087
Charges opérationnelles IT	0	0	0	255.186	72.202	327.388
Charges opérationnelles hors IT	0	0	0	81.710	75.174	156.884
Charges opérationnelles Atrias	0	0	0	291.602	291.602	583.204
Produits/Gains OPEX MOZA/EOC	0	0	0	0	0	0
Produits/Gains OPEX compteurs à budget	0	0	0	0	0	0
Produits/Gains relève périodique et non périodiques	0	0	0	-53.950	-109.110	-163.060
TOTAL CHARGES PROJET COMPTEURS COMMUNICANTS	0	0	0	741.198	534.362	1.275.560

En date du 19 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2023 de l'AIEG (décision CD-22l19-CwaPE-0713) augmentant ainsi le revenu autorisé 2023 de 1.091.799,10 euros. Cette augmentation est constituée :

- D'une part, de l'indexation du revenu autorisé 2023 d'un montant de 557.437 euros ; et

- **D'autre part, de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 534.362 euros avait été approuvé mais non intégré dans les tarifs (décision CD-21k25-CwaPE-0595).**

En date du 12 octobre 2023, la CWaPE a approuvé la proposition de revenu autorisé électricité 2024 et la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2024 de l'AIEG. Ces propositions prévoient notamment d'affecter les montants résiduels de 637.780,07 euros du budget spécifique (50 % du montant approuvé) aux tarifs de distribution de l'année 2024.

Par conséquent, la totalité des budgets spécifiques approuvés par la CWaPE sont d'ores et déjà répercutés dans les tarifs de l'AIEG contrairement à ce qui avait été initialement convenu⁷.

Le calcul des écarts contiendra donc uniquement les écarts tels que prévus par la méthodologie tarifaire entre les coûts budgétés et les coûts réels.

L'écart entre le budget et la réalité relatif aux projets spécifiques est de -146.843 euros. Cet écart est composé d'un solde régulateur de 92.139 euros et d'un malus de 239.981 euros. Le malus s'explique par un écart important des charges nettes fixes inférieures au budget compensé par un bonus lié à un effet prix (coût unitaire compteurs placés annuellement).

TABLEAU 5 DÉTAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX PROJETS SPÉCIFIQUES

	BUDGET	REALITE	ECART BUDGET - REALITE	SOLDE REGULATEUR	BONUS/MALUS
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs cumulés	87.706	148.235,45	-60.529	49.304	
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs annuels	155.299	35.501	119.798	43.835	
Nombre compteurs intelligents placés	1.697	1.218			
BAU	1.697	1.218			
hors BAU					
Nombre cumulé compteurs intelligents hors BAU placés	3.387	1.483			
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	25,89	99,96	-74,06		-109.833
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	91,51	29,15	62,37		75.963
Charges nettes fixes	291.357	497.468	-206.111		-206.111
TOTAL	534.362	681.205	-146.843	93.139	-239.981

⁷ Décision CD-21k25-CWaPE-0595 : « Considérant que d'un commun accord, il a été décidé de ne pas réviser les tarifs de l'AIEG, la répercussion des budgets spécifiques relatifs au déploiement des compteurs communicants se règlera à travers le solde sur les recettes issues des tarifs 2022 et 2023 en tenant également compte des soldes liés aux écarts entre les volumes de compteurs budgétés et les volumes de compteur réellement placés. »

7. RÉSULTAT ANNUEL

Pour l'année 2023, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges déterminés selon la méthodologie tarifaire 2019-2023, s'élève à **-44.137 euros**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève, quant à lui, à **-892.286 euros**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 8 RÉCONCILIATION DU RÉSULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE



Le résultat tarifaire de l'année 2023 est composé de la **marge bénéficiaire équitable** et du **bonus ou malus** du gestionnaire de réseau.

La marge bénéficiaire équitable constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau. Elle s'élève globalement à **2.112.992 euros** au 31 décembre 2023, à savoir :

TABEAU 6 DÉTAIL DE LA MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE

Année 2023	
Coûts des fonds propres	1.171.294
Coût des dettes	645.176
MBE Gesves	296.522
Marge bénéficiaire équitable	2.112.992

La marge bénéficiaire équitable intègre la partie relative aux actifs liés au déploiement des compteurs communicants pour un montant de 21.464 euros au 31 décembre 2023.

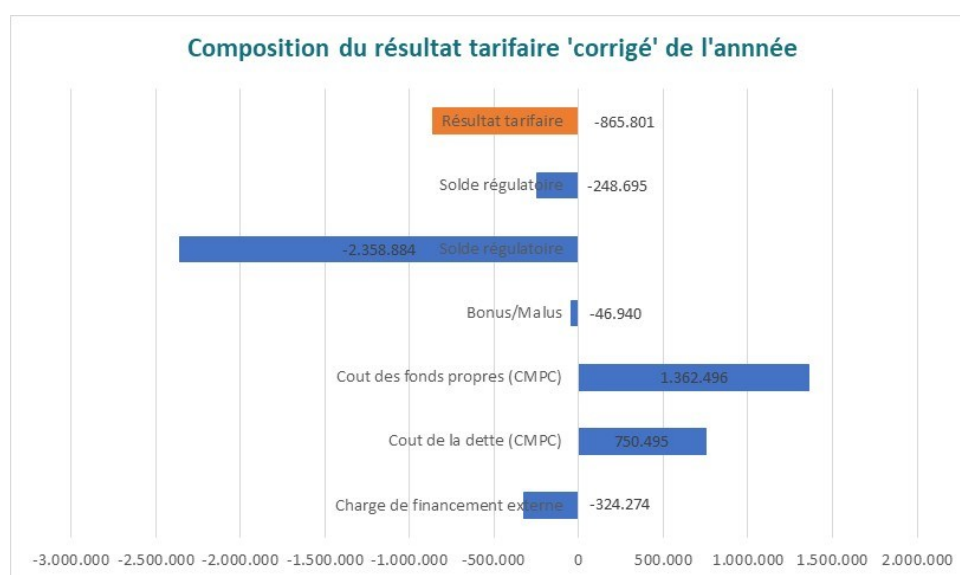
Pour rappel, en vertu d'un protocole d'accord signé en date du 31 janvier 2005, la commune de Gesves, IDEG et Electrabel se sont engagées à apporter en usage à AIEG qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de la commune de Gesves dont elles sont propriétaires. AIEG s'est engagé à apporter en usage à IDEG, qui a accepté, les installations de distribution d'électricité de Namur dont AIEG est propriétaire (Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin). Selon les termes de cet accord, les GRD s'engagent respectivement à payer les frais réels correspondants dûment justifiés. Par conséquent, l'AIEG comptabilise depuis toujours comme activité non-réglée la gestion du réseau de 'Namur' pour compte d'ORES dont les frais (incluant une rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes) sont facturés à ORES. En contrepartie, l'AIEG ajoute à ses coûts, les frais supportés par ORES et facturés (rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes incluse) pour la gestion du réseau de Gesves. L'AIEG répartit le montant global facturé par ORES selon une clé de répartition similaire à ses propres activités, impliquant notamment l'ajout d'une marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves à concurrence de **296.522 euros** pour l'exercice d'exploitation 2023.

Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2023, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **324.724 euros** au gestionnaire de réseau.

Il reste, par conséquent, un montant de **1.788.717 euros** pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

Le montant moyen des fonds propres régulés de l'année 2023 est de 33.916.595 euros. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2023 est de **5,27 %**, selon les règles de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et en déduisant les charges financières réelles de l'année à la marge bénéficiaire équitable. Ce taux de rendement peut augmenter si le gestionnaire de réseau a généré un bonus sur la partie contrôlable de son activité, ou au contraire, diminuer, s'il s'agit d'un malus. Dans le cas présent, le gestionnaire de réseau a généré un malus de 46.940 euros, ce qui porte le taux de rendement réel des fonds propres régulés à **5,14 %**.

GRAPHIQUE 9 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE



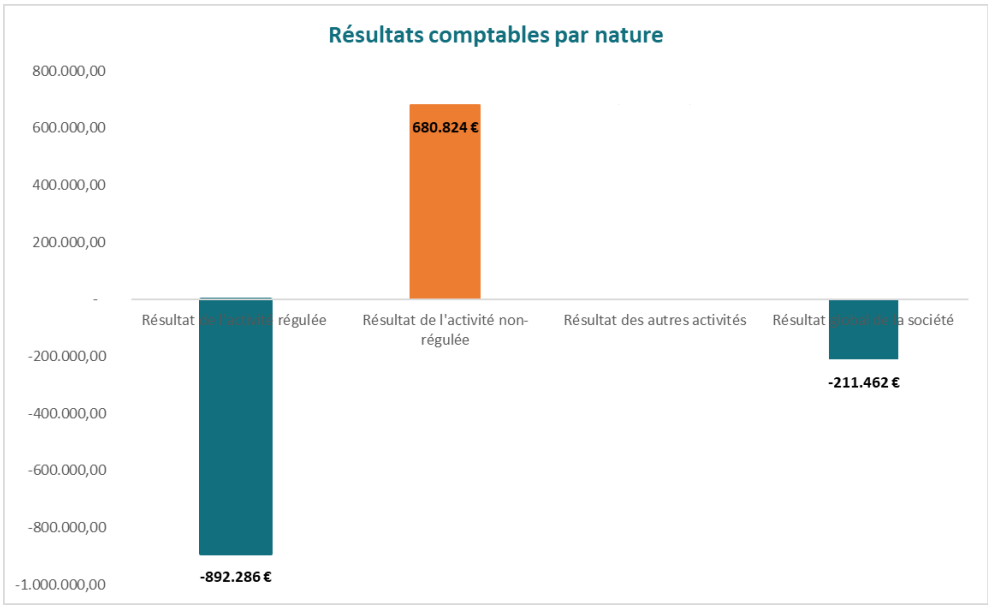
Les **activités non-régulées** du gestionnaire de réseau ont généré un gain de + 680.824 euros.

L’AIEG ne dispose d’aucun **autre secteur d’activité** (activité ‘autre’ (hors GRD)). Il n’y a donc pas de résultat y relatif.

Le **résultat global** de la société s’élève à **-211.462 euros**.

Le graphique ci-dessous illustre ces différents résultats.

GRAPHIQUE 10 RÉSULTATS COMPTABLES PAR NATURE



La perte globale de l’année 2023, augmentée d’un montant de 1.039.187 euros prélevé sur les réserves immunisées (soit 7.109 € de prélèvement, 21.455 euros d’apurement de la perte 2023 et 820.623 euros de prélèvement pour le versement d’un dividende en 2023), a permis au gestionnaire de réseau de verser des dividendes pour un montant **global de 820.623 euros**. Le *payout ratio* s’élève par conséquent à **-388 % suite aux prélèvements sur les réserves**.

TABLEAU 7 RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO

Année 2023	Sans B1 et rétribution réseau	Parts B1 & rétribution réseau inclus
Résultat de l'activité régulée	- 892.286	
Résultat de l'activité non-régulée	680.824	
Résultat des autres activités	-	
Résultat global de la société	- 211.462	
Prélèvements sur les réserves	1.039.187	
Transfert aux réserves immunisées	-	
Dividendes versés	364.285	820.623
Payout ratio	-172,27%	-388,07%

Les chiffres relatifs au résultat global de la société, à l’affectation de ce résultat et au *payout ratio* sont renseignés à titre informatif. La CWaPE ne contrôle ni ne valide ces chiffres portant sur l’ensemble des activités du gestionnaire de réseau. La mission de contrôle de la CWaPE se limite au périmètre des activités régulées. La CWaPE communique ces montants dans un souci de transparence et d’information la plus complète possible.

8. SOLDES RÉGULATOIRES

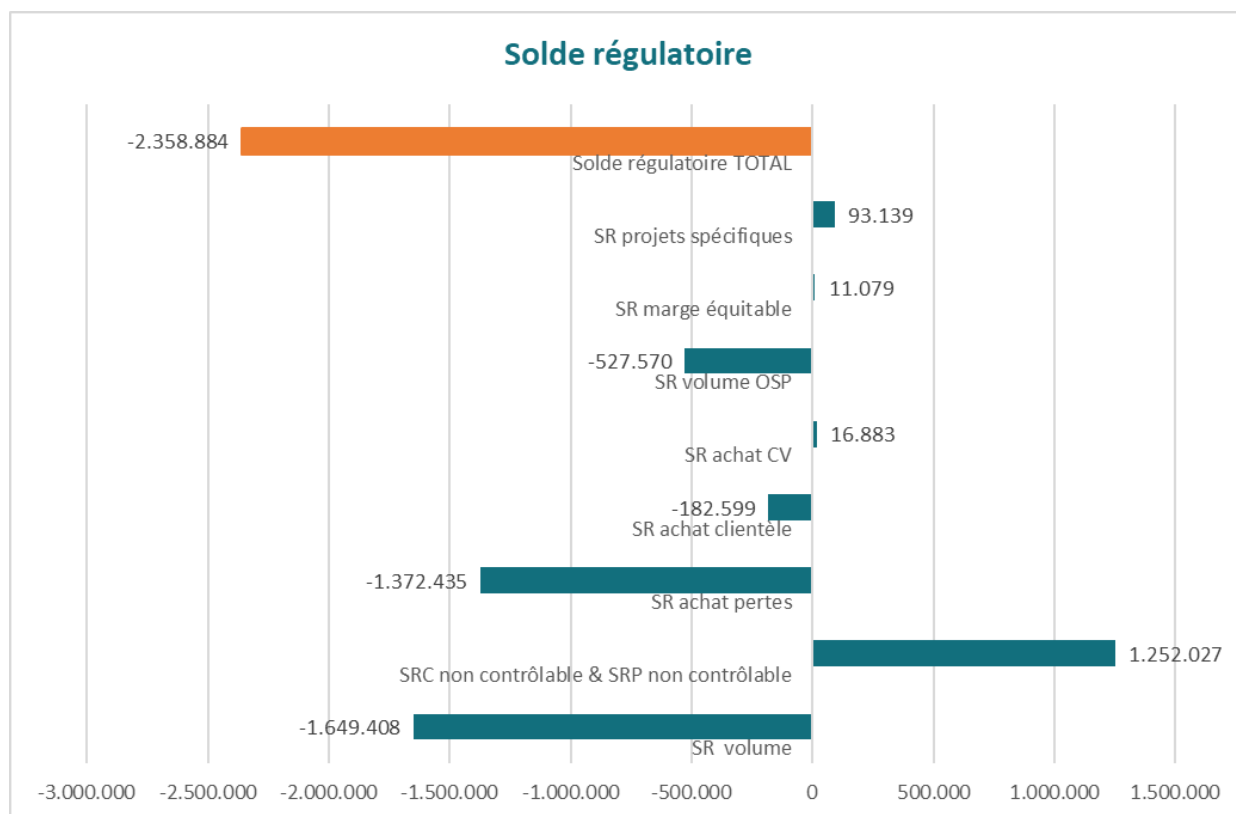
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

$$\begin{aligned}
 SR_{total\ électricité} &= SR_{volume} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ pertes} + SR_{achat\ clientèle} \\
 &+ SR_{achat\ CV} + SR_{indemnité\ placement\ C\grave{a}B} + SRP_{non\ contrôlables} \\
 &+ SR_{volume\ OSP} + SR_{marge\ équitale} + SR_{projets\ spécifiques}
 \end{aligned}$$

Chacun des soldes régulatoires composant le solde régulatoire total est détaillé aux points 8.1 à 8.5 de la présente décision.

Le **solde régulatoire annuel total de -2.358.884 euros** est un actif régulatoire (créance tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 11 SOLDE RÉGULATOIRE



8.1. Détail du solde régulatoire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})

Le solde régulatoire relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (**SR_{volume}**) est défini à l'article 105 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et est constitué des éléments suivants :

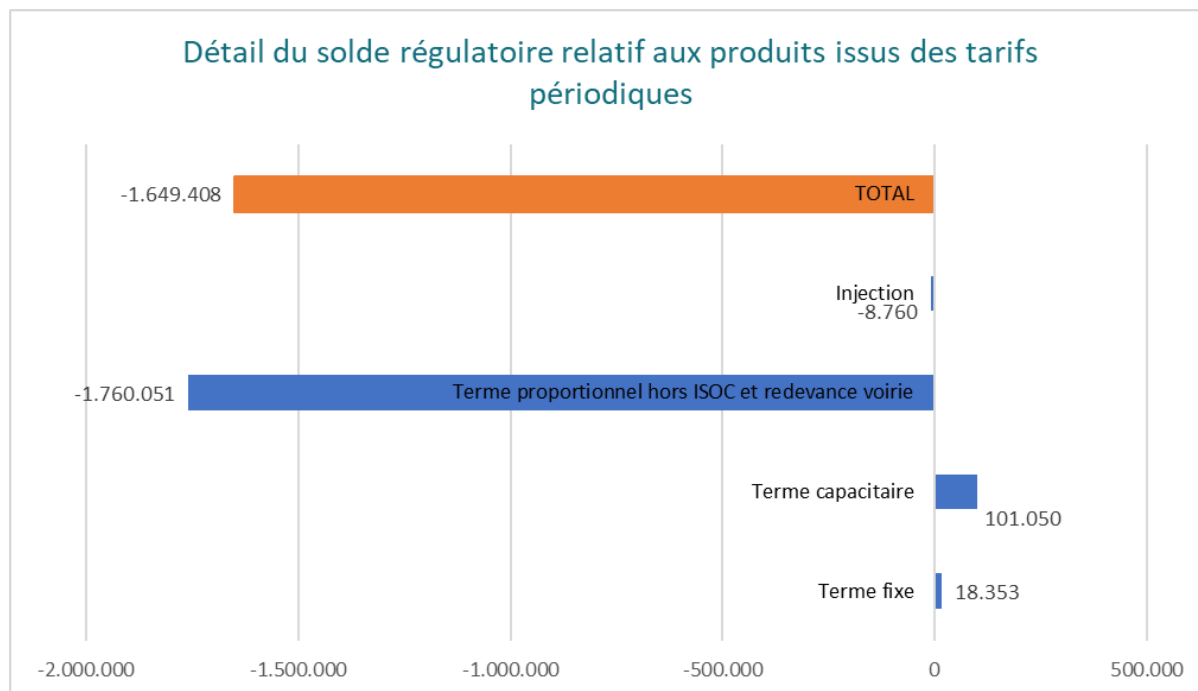
TABEAU 8 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES

Chiffre d'affaires (signe négatif)	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATOIRE
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-736.492	-596.108	-140.384	-140.384
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-611.805	-509.223	-102.582	-102.582
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-682.133	-567.873	-114.259	-114.259
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	0	0	0	0
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-1.340.494	-935.498	-404.997	-404.997
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-17.484	-15.013	-2.471	-2.471
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-17.682	-8.922	-8.760	-8.760
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-7.820.939	-6.728.143	-1.092.796	-1.092.796
TOTAL SR_{volume}	-11.227.030	-9.360.781	-1.866.249	-1.866.249
TOTAL SR_{volume} - sans Redevance voirie, ni impôts des sociétés	-9.933.092	-8.283.684	-1.649.408	-1.649.408

Le solde relatif aux produits issus des tarifs périodiques, à l'exception des soldes relatifs aux produits issus des tarifs de « redevance de voirie » et « d'impôt sur les sociétés » traités avec le solde relatif aux charges non-contrôlables correspondant (voir point 8.2.1 ci-dessous), s'élève à – **1.649.408 euros**, soit une diminution de l'ordre de 16,61 % par rapport aux montants budgétés.

Cette diminution s'explique majoritairement par une **hausse des recettes provenant du terme capacitaire** (101.050 euros, soit -6,13 % du solde) et par une **diminution des recettes provenant du terme proportionnel** (- 1.760.051 euros, soit 106,71 % du solde).

GRAPHIQUE 12 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PÉRIODIQUES

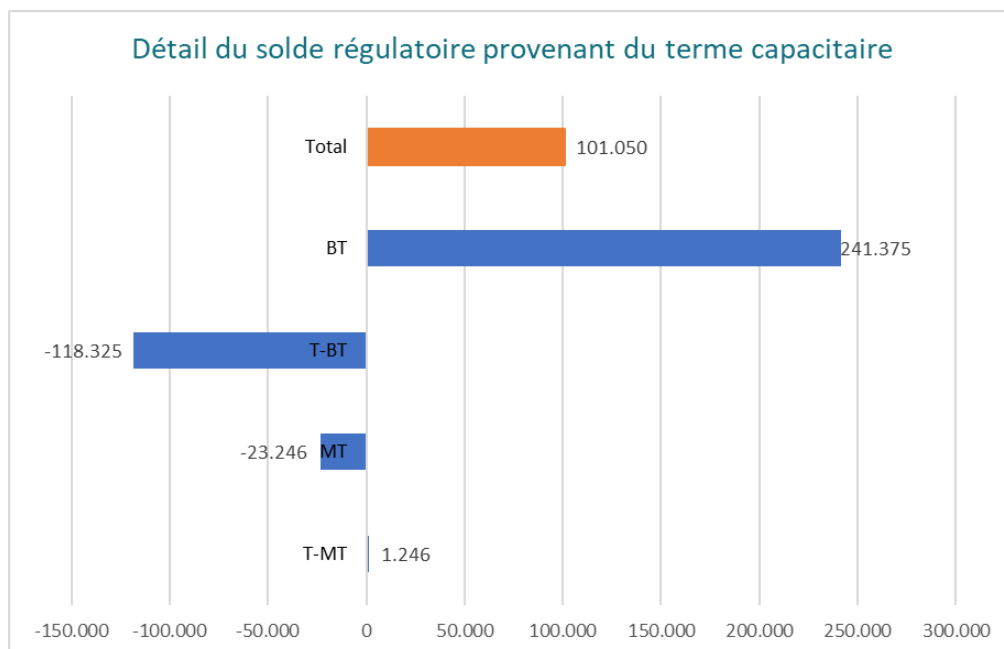


La hausse des recettes capacitaires (+101.050 euros) s'explique par :

- D'une part, la **diminution des recettes capacitaires du niveau T-BT notamment à la suite de la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019** non répercutés dans le revenu autorisé 2019-2023 (voir décision CD-19f06-CWaPE-0323 du 6 juin 2019) : - 118.325 euros (soit -117.10 % du solde capacitaire) ;

- D'autre part, par la **sous-estimation des recettes capacitaires budgétées sur le niveau BT** notamment pour le tarif prosumer basé sur la puissance nette développable de l'installation de ce dernier : + 241.375 euros (soit 288,87 % du solde capacitaire)

GRAPHIQUE 13 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AU TERME CAPACITAIRE

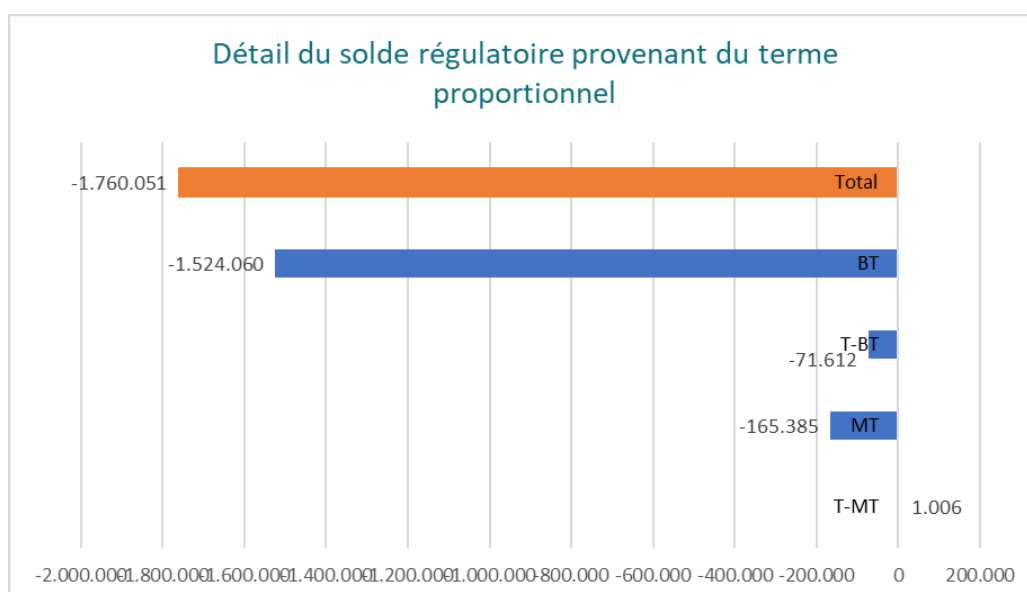


La diminution des recettes proportionnelles provient de la baisse des recettes :

- du niveau BT (– 1.524.060 euros, soit 86,59 %) ;
- du niveau T-BT (– 71.612 euros, soit 4,07 %) suite notamment à la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019 (décision CD-19f06-CWaPE-0323) ; et
- du niveau MT (– 165.385 euros, soit 9,40 %).

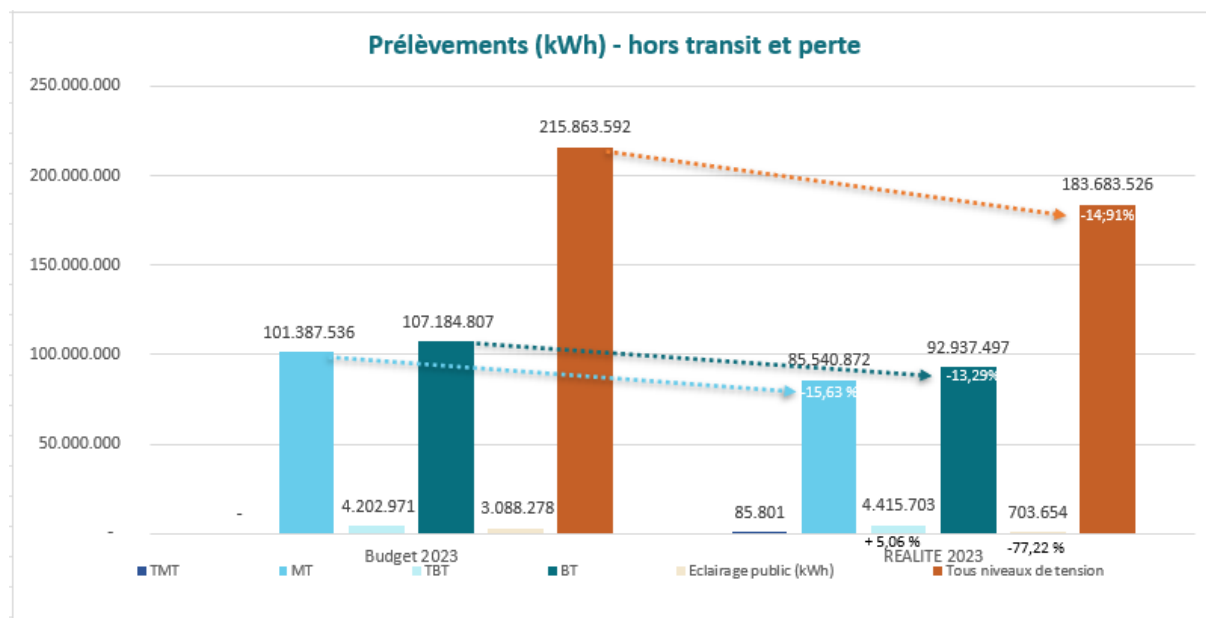
Ces diminutions s'expliquent par une **baisse des volumes prélevés** (cf. ci-dessous) sur ces niveaux de tension.

GRAPHIQUE 14 DÉTAIL DU SOLDE RÉGULATOIRE RELATIF AU TERME PROPORTIONNEL



Le graphique ci-dessous montre la variation des volumes de prélèvement (hors transit et pertes) budgétés et réels de l'année 2023, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 15 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2023 (HORS TRANSIT ET PERTE)



Les principales variations entre les volumes de prélèvement budgétés et les volumes de prélèvement réels pour l'exercice 2023 proviennent de :

- **Pour le niveau de tension T-MT** : Pour rappel, dans le cadre de la proposition tarifaire 2019-2023, l'AIEG n'avait pas rapporté de volume de prélèvement sur ce niveau de tension. En effet, aucun client n'y était raccordé. Toutefois, comme indiqué lors de la détermination des tarifs 2019-2023, depuis la mise en service des 6 éoliennes de Gesves⁸, une très faible consommation apparaît sur ce niveau de tension.
- **Pour le niveau de tension MT (- 15,63 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur la base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenaient pas compte des différentes baisses de volumes qui sont liées en MT à la diminution des volumes prélevés de clients sur ce niveau de tension et au développement d'installations de production photovoltaïque.
- **Pour le niveau de tension T-BT (+ 5,06 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur la base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenaient pas compte de l'arrivée de nouveaux clients sur le niveau de tension T-BT en 2023.
- **Pour le niveau de tension BT (- 13,29 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur la base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenaient pas compte de l'installation massive de panneaux photovoltaïques avec comme corollaire une réduction de la consommation.
- **Pour l'éclairage public (- 77,22 %)** : Le volume relatif à l'éclairage public précédemment attribué au niveau BT a été revu et est depuis 2017 rattaché au niveau Trans BT. Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur la base des volumes réellement prélevés en 2016. La diminution des volumes prélevés s'explique par le remplacement des points lumineux par une nouvelle technologie LED couplée à du dimming.

⁸ Le parc éolien Windvision de Gesves (« Les Géantes du Samson ») est composé de 6 éoliennes Siemens d'une puissance nominale de 3.2 MW. Ce parc est situé sur les communes de Gesves (3 éoliennes) et Ohey (3 éoliennes).

8.2. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables

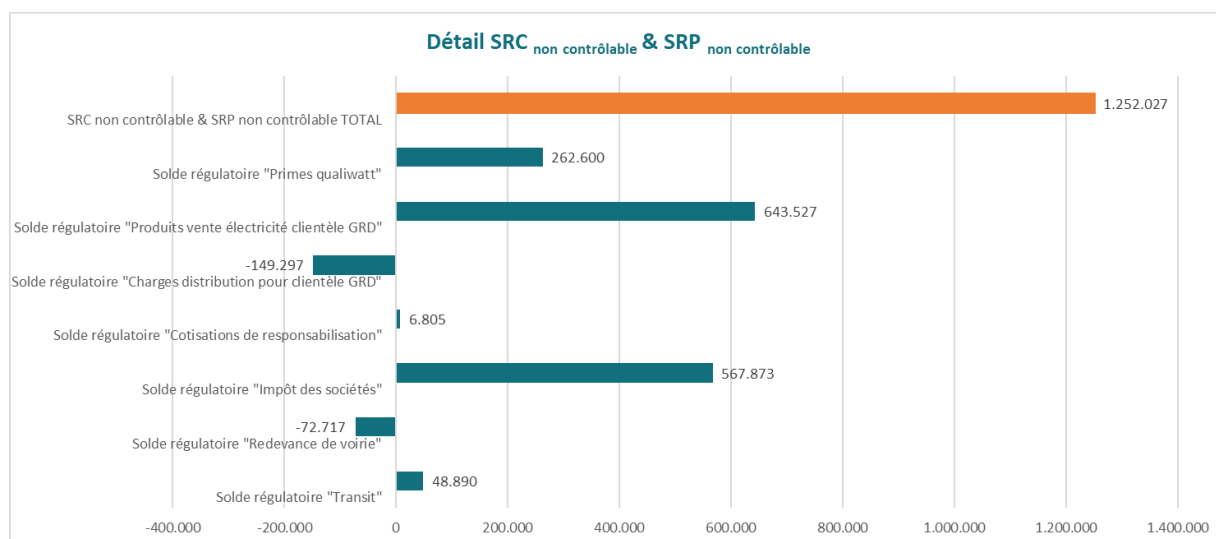
8.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non-contrôlables (SRC non contrôlables et SRP non contrôlables)

Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables (SRC_{non-contrôlables})**, à l'exception des soldes relatifs à l'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes et à l'alimentation de la clientèle propre, aux achats de certificats verts et aux indemnités de retard de placement de compteur à budget (CàB), est défini à l'article 106 de la méthodologie tarifaire.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP_{non-contrôlables})** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire.

Le solde relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables et aux produits opérationnels non-contrôlables s'élève à **+ 1.252.027 euros** pour l'année 2023. Le graphique ci-dessous détaille le SRC_{non-contrôlables} et le SRP_{non-contrôlables} :

GRAPHIQUE 16 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC_{NON CONTRÔLABLES} & SRP_{NON CONTRÔLABLES}



Le solde relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables et aux produits opérationnels non-contrôlables s'explique notamment par :

- 1° La fin des primes « Qualiwatt » versées aux utilisateurs de réseau (+262.600 euros, soit 20,97 % du solde relatif aux produits opérationnels non-contrôlables) ;
- 2° Les 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 versée par la CREG (+643.257 euros, soit 51,40 % du solde relatif aux produits opérationnels non-contrôlables) qui augmentent fortement à la suite de la hausse du prix unitaire moyen de l'énergie (+ 61 %) ;
- 3° Les charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre (- 149.297 euros, soit - 11,92 % du solde relatif aux produits opérationnels non-contrôlables) ;
- 4° L'AIEG étant en perte en 2023, l'impôt sur les sociétés est nul.

8.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR_{achat pertes})

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR_{achat pertes})** est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau (solde régulateur) en fonction du prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2023 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à - **1.372.435 euros**.

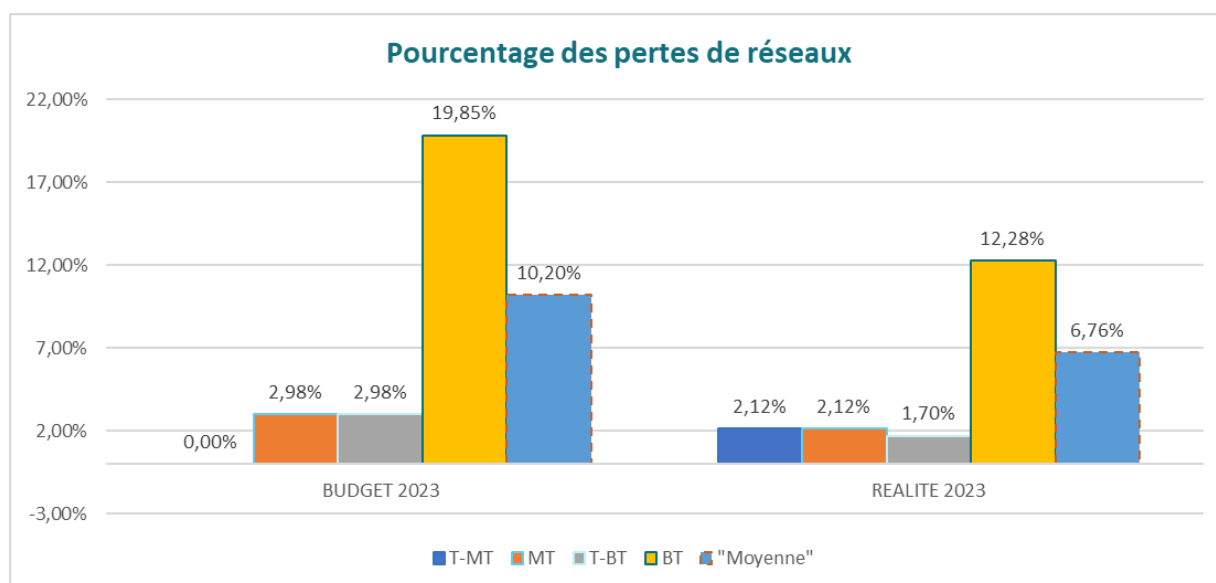
Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **très nette augmentation du prix unitaire moyen d'achat d'électricité** (+ 344 %). L'AIEG rappelle que le marché des pertes est un marché conjoint au niveau d'AREWAL et qu'il a été validé pour une période de 3 ans.
- D'autre part, d'une **très forte diminution des volumes de pertes** (– 50 %) par rapport aux volumes budgétés. Ces derniers ne tenaient effectivement pas compte du mauvais réglage d'un transformateur puissance (TP) sur le départ RESA, l'AIEG était surfacturé pour les volumes d'énergie prélevés sur les deux départs de la cabine Bois d'Orjou. Les volumes AIEG étaient donc largement surestimés.

Le graphique suivant montre l'écart entre les volumes de pertes budgétés et réels de l'année 2023, par niveau de tension. Par ailleurs, la diminution du taux de perte s'explique aussi par l'enfouissement du réseau.

En ce qui concerne le champ photovoltaïque rapporté dans les actifs régulés de l'AIEG, la CWaPE a confirmé qu'elle n'acceptait pas de refacturation interne des coûts contrôlables vers les coûts non contrôlables. En effet, selon la CWaPE, il n'existe pas de "fournisseur AIEG" avec une personnalité juridique distincte de celle du GRD.

GRAPHIQUE 17 ÉCART ENTRE LES VOLUMES DE PERTE BUDGÉTÉS ET RÉELS



Les pertes en réseau représentent en moyenne 6,76 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent 85,69 % des volumes de pertes en 2023.

Sur la base des volumes de prélèvements réel 2023, les pourcentages de perte par niveau de tension sont estimés à 2,12 % des volumes prélevés pour le niveau T-MT, à 2,12 % pour le niveau MT et à 1,70 % pour le niveau T- BT. Les pertes estimées pour le niveau BT sont déduites de l'écart entre les volumes estimés fournis par le réseau et les volumes estimés appelés sur l'infeed déduction faite des pertes attribuées aux autres niveaux.

8.2.3. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR_{achat clientèle})

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR_{achat clientèle})** est défini à l'article 108, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau de distribution.

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2023 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a pas de bonus ou de malus. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à **-182.599 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **nette augmentation du prix unitaire moyen d'achat d'électricité (+ 150 %)**. L'AIEG rappelle que le marché des pertes est un marché conjoint au niveau d'AREWAL et qu'il a été validé pour une période de 3 ans.
- D'autre part, d'une **légère hausse des volumes d'achat pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD (+ 31 %)** par rapport aux volumes budgétés.

8.2.4. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR_{achat cv})

L'écart relatif aux **charges d'achat des certificats (SR_{achat cv})** est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel des certificats verts.

Le prix d'achat réel des certificats verts de l'année 2023 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, il n'y a pas de bonus ou de malus lié à l'effet coût. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à **+16.883 euros**.

Cet écart s'explique exclusivement par une nette **diminution du nombre de certificats verts (- 77 %)**.

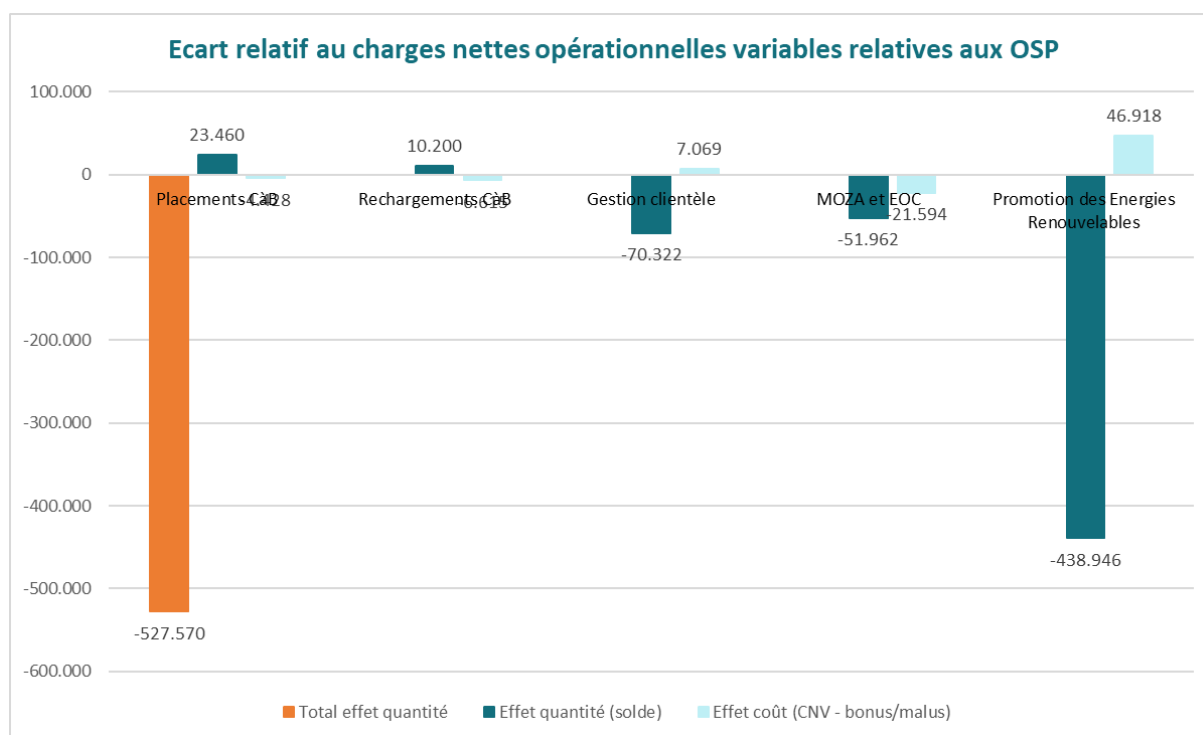
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement CàB})

Aucun écart n'est rapporté au titre **d'indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement CàB})** pour l'année 2023.

8.3. Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})

L'écart relatif aux **charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})** est défini à l'article 114, §§ 1 et 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart distingue, d'une part, l'**effet coût** constituant un bonus (cf. point 6.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de **-527.750 euros constituant une créance** tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 18 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC



L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public s'explique principalement par :

- Un nombre de clients alimentés qui a été mal estimé lors de l'élaboration des budgets 2019-2023 et qui est largement supérieur en 2023 (+ 68 %) étant donné la situation macroéconomique ;
- Un nombre de MOZA et EOC qui a été mal estimé lors de l'élaboration des budgets 2019-2023 et qui est largement supérieur en 2023 (+ 83 %) ; en effet le nombre de MOZA est en nette augmentation et fluctue en fonction des déménagements et des problèmes de reprises de contrats connus dans le CMS Atrias ;
- Un nombre de dossiers « qualiwatt » et « solwatt » en très forte augmentation en 2023 (+ 219 % par rapport au réel 2022) et largement supérieur à la variable budgétée (+ 794 %) notamment suite à l'augmentation du nombre d'installations photovoltaïques et au fait que la variable rapportée recouvre l'ensemble des dossiers panneaux photovoltaïques (y inclus les nouveaux dossiers hors primes).

8.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR marge bénéficiaire équitable)

Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé au 01.01.2023 à **44.014.441 euros** et au 31.12.2023 à **44.562.229 euros sans tenir compte des actifs relatifs au déploiement des compteurs communicants (projet spécifique)**.

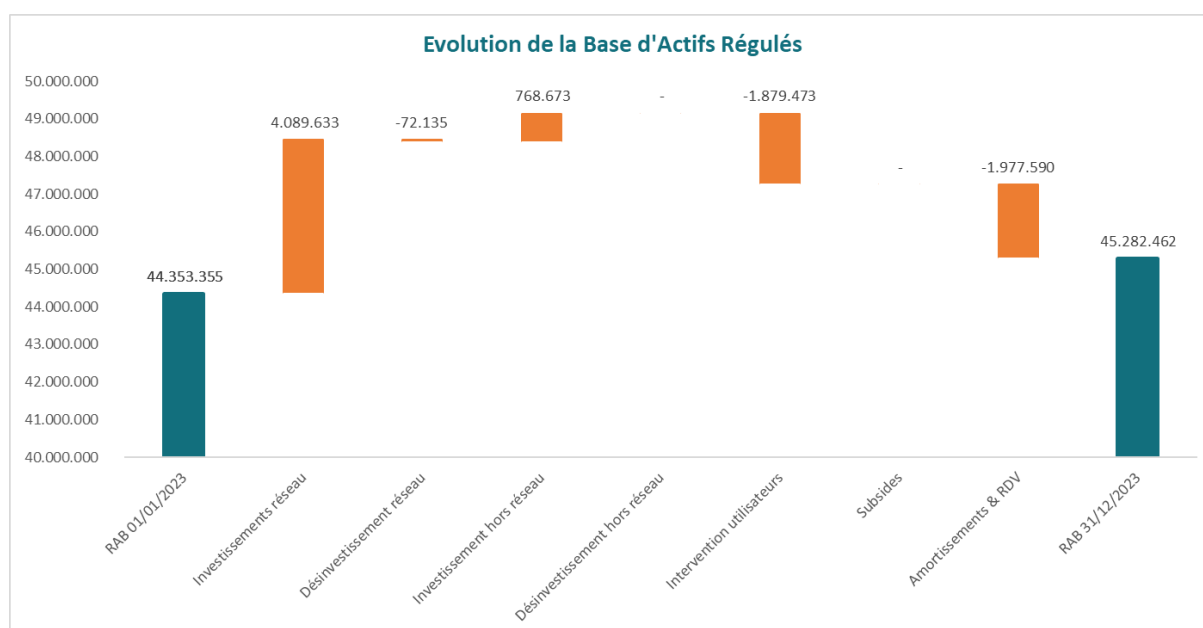
Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé relatif au **déploiement des compteurs** communicants (projet spécifique) au 01.01.2023 à **338.914 euros** et au 31.12.2023 à **720.233 euros**.

Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé 'total' au 01.01.2023 à **44.353.355 euros** et au 31.12.2023 à **45.282.462 euros**.

La valeur de la Base d'Actifs Régulés (Regulated Asset Base ou RAB) a été calculée par le gestionnaire de réseau conformément à la méthodologie tarifaire. La valeur moyenne de la RAB réelle de l'année 2023 (y inclus les actifs relatifs au déploiement des compteurs communicants), calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **44.817.909 euros**. La valeur moyenne de la RAB budgétée pour l'année 2023, s'élevait, quant à elle, à **45.301.799 euros**.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé au regard des dispositions visées à l'article 26 de la méthodologie tarifaire 2019-2023.

GRAPHIQUE 19 ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS

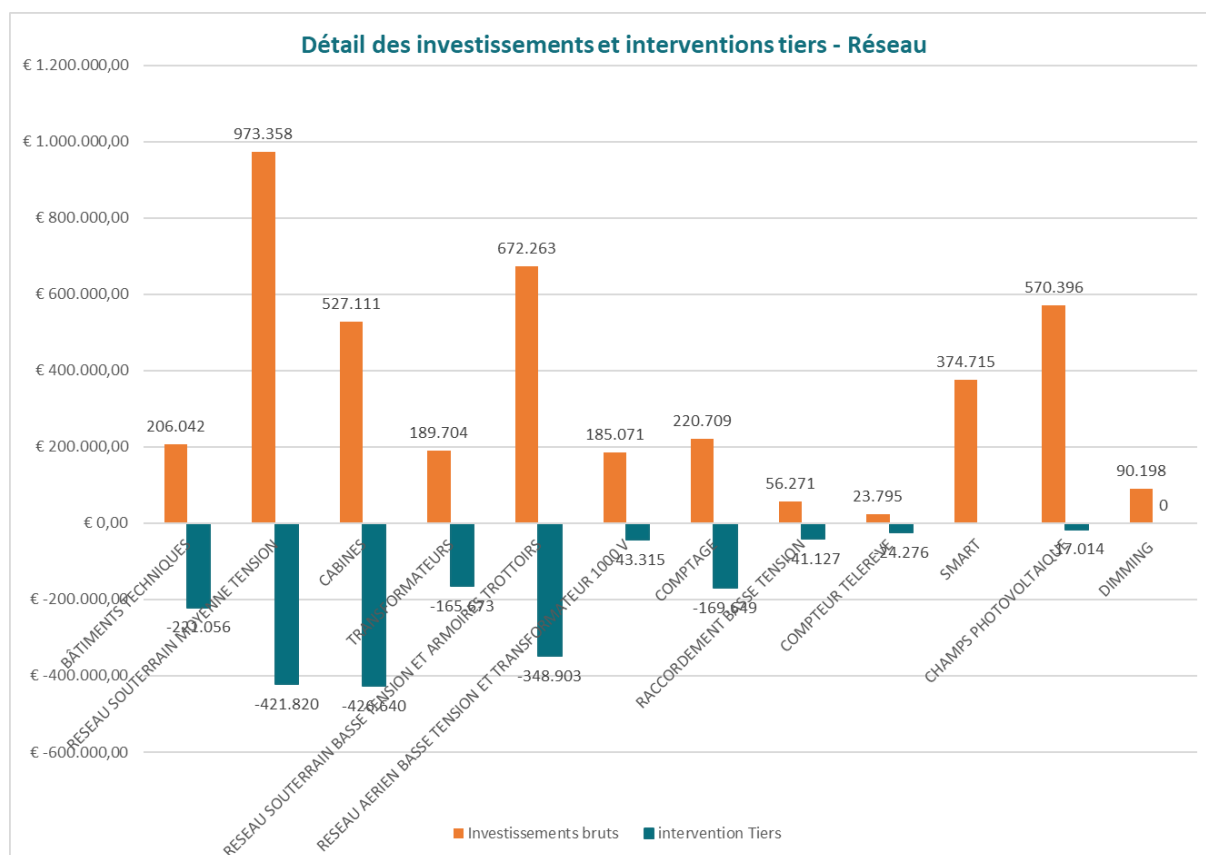


Les investissements réseau de l'année 2023 ont été réconciliés au plan d'adaptation 2025-2029.

Les investissements réseau bruts et les interventions tiers réalisés sont largement supérieurs aux investissements bruts et aux interventions tiers budgétés respectivement **+ 2.185.433 euros (soit + 82 %)** et **+ 1.316.473 euros (soit + 234 %)**. Notons la difficulté des gestionnaires de réseau de distribution de projeter des investissements et surtout des interventions tiers sur de longues périodes qui explique les budgets mal calibrés.

Ces investissements, ainsi que les interventions tiers⁹ y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 20 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS TIERS - RÉSEAU



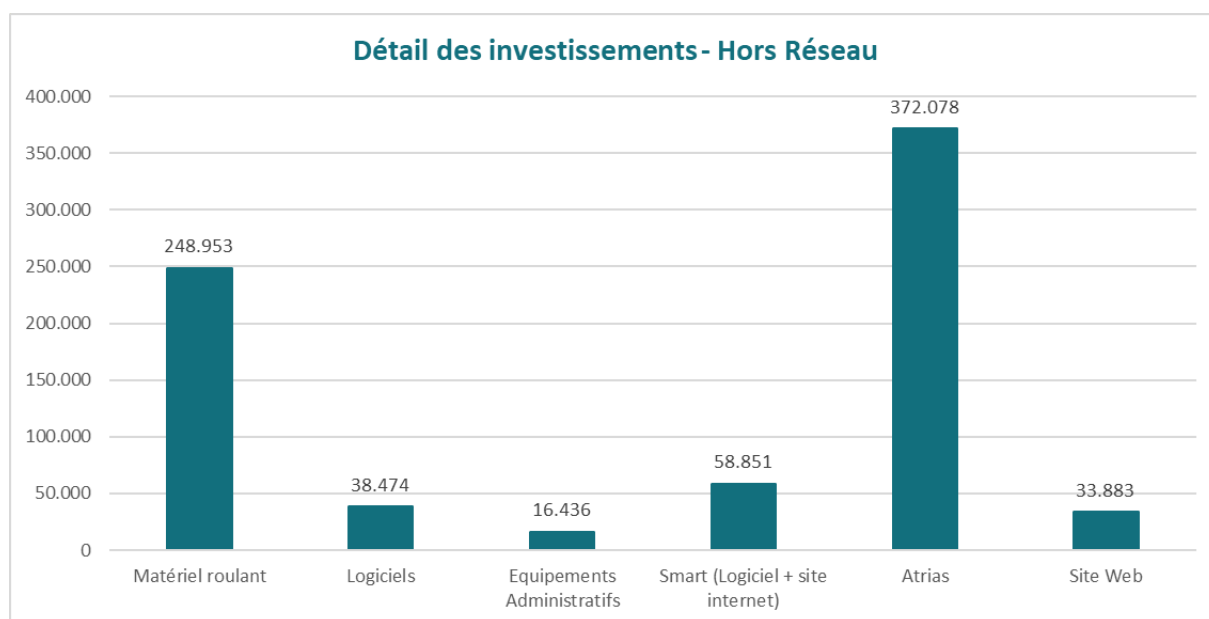
Les investissements **hors réseau** concernent majoritairement :

- Du matériel roulant (248.953 euros) avec l'achat de véhicules électriques ;
- Des investissements ATRIAS (372.078 euros) ; et
- Des investissements liés au déploiement des compteurs communicants (58.851 euros), principalement le logiciel de gestion et la création d'un site Web.

Les investissements **hors réseau** sont répartis selon le graphique suivant :

⁹ Il peut y avoir un décalage entre l'intervention tiers et l'investissement expliquant que les interventions tiers sont supérieures aux investissements.

GRAPHIQUE 21 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS – HORS RÉSEAU



Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 31 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 est fixé *ex ante* pour la période 2019 à 2023, et n'est pas revu *ex post*. Ce taux de 4,053 % a été correctement appliqué à la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau de distribution. Le montant de la marge bénéficiaire équitable s'élève à 1.795.006 euros pour la RAB hors investissements relatifs au projet spécifique, auquel il faut ajouter un montant de 21.464 euros pour les investissements relatifs au projet spécifique et 296.522 euros au titre de marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves, soit une marge bénéficiaire équitable totale de 2.112.992 euros (cf. point 7 ci-dessus).

Le solde réglementaire relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2023, il s'élève à **11.079 euros** et constitue une **dette tarifaire** à l'égard des utilisateurs du réseau.

TABEAU 9 ÉVOLUTION RAB BUDGÉTÉE ET RÉELLE & IMPACT SUR LE SOLDE RÉGULATOIRE

	RAB moyenne budgétée - 2023	RAB moyenne réelle - 2023	ECART BUDGET 2023- REALITE 2023	
Base d'actifs régulés	45.375.353	44.817.909	-557.444	
MBE hors Gesves	1.839.063	1.816.470	22.593	
Gesves	285.007	296.522	-11.514	
MBE Totale	2.124.070	2.112.992	11.079	Solde réglementaire

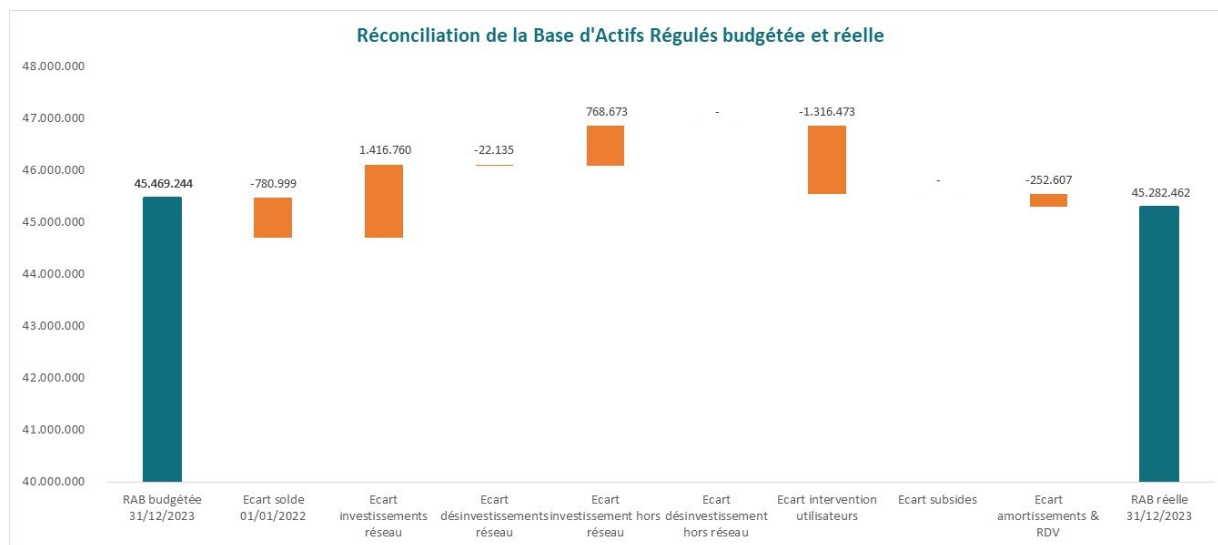
Le solde réglementaire relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la **variation de la base d'actifs régulés** budgétée par rapport à la base d'actifs régulés réelle. Cette variation est due :

- d'une part, à un **décalage entre les montants pris en considération pour l'établissement du budget 2023** (à savoir, pour rappel, le budget 2019 indexé) **et les montants réellement rapportés pour les exercices 2016, 2017 et 2018** ; et
- d'autre part, aux investissements réels 2023 largement supérieurs aux investissements budgétés.

Pour rappel, la valeur initiale de la base d'actifs régulés est déterminée sur base de la valeur nette comptable au 31 décembre 2015 à laquelle est ajoutée la valeur d'acquisition des investissements « réseau » et « hors réseau » des années 2016, 2017 et 2018¹⁰. La proposition de revenu autorisé 2019-2023 ayant été déposée début 2018¹¹, par conséquent, la base d'actifs régulés a été budgétée pour l'AIEG au départ d'estimations pour les mouvements 2017 et 2018.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de l'actif régulé entre les valeurs budgétées pour l'année 2023 et celles réalisées.

GRAPHIQUE 22 RÉCONCILIATION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS BUDGÉTÉE ET RÉELLE



8.5. Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR projets spécifiques)

Pour rappel, dans sa décision référencée CD-18e29-CWaPE-0192 relative à la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau de distribution AIEG, la CWaPE et l'AIEG avaient convenu d'un commun accord, de ne pas budgéter de charges nettes relatives au projet spécifique pour le déploiement des compteurs communicants, le business case de l'AIEG nécessitant de la part de ce dernier d'être précisé et affiné.

En mars 2021, un plan financier de déploiement des compteurs communicants a été transmis par AREWAL (au nom de l'AIEG, AIESH et REW) à la CWaPE.

En octobre et novembre 2021, la CWaPE a reçu des demandes de budget relatives au déploiement des compteurs communicants de la part de l'AIEG, dont une version adaptée faisant suite à l'analyse des fichiers intermédiaires de calcul des demandes budgétaires qui ont requis de la part de la CWaPE des explications et informations complémentaires. L'AIEG a transmis en date du 10 novembre 2021, une version adaptée finale de demande de budget spécifique du projet de déploiement des compteurs communicants électricité.

¹⁰ Article 25 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023.

¹¹ Article 56 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023.

En date du 25 novembre 2021, dans sa Décision d'octroi de budget spécifique couvrant les charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité de l'AIEG (décision référencée CD-21k25-CWaPE-0595), la CWaPE a approuvé le montant des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité pour la période régulatoire 2019-2023 issues de la demande de budget spécifique du 10 novembre 2021 qui s'élève à **1.275.560 euros budgétés sur la période 2022 et 2023.**

En date du 19 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2023 de l'AIEG (décision CD-22l19-CwaPE-0713) augmentant ainsi le revenu autorisé 2023 de 1.091.799,10 euros. Cette augmentation est constituée :

- d'une part, de l'indexation du revenu autorisé 2023 d'un montant de 557.437 euros ; et
- **d'autre part, de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 534.362 euros avait été approuvé mais non intégré dans les tarifs (décision CD-21k25-CwaPE-0595).**

En date du 12 octobre 2023, la CWaPE a approuvé la proposition de revenu autorisé électricité 2024 et la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2024 de l'AIEG. Ces propositions prévoient notamment d'affecter les montants résiduels de 637.780,07 euros du budget spécifique (50 % du montant approuvé) aux tarifs de distribution de l'année 2024.

Par conséquent, la totalité des budgets spécifiques approuvés par la CWaPE sont d'ores et déjà répercutés dans les tarifs de l'AIEG contrairement à ce qui avait été initialement convenu¹².

Le calcul des écarts contiendra donc uniquement les écarts tels que prévus par la méthodologie tarifaire entre les coûts budgétés et les coûts réels.

L'article 117 de la méthodologie tarifaire prévoit que l'écart entre les charges nettes variables prévisionnelles, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges nettes variables réelles se décompose en deux parties :

- L'effet quantité = (Variable budgétée x CNU budgétée) – (Variable réelle x CNU budgétée)
- L'effet coût = (Variable réelle x CNU budgétée) – (Variable réelle x CNU réelle)

Le solde régulatoire relatif aux charges nettes variables de chaque projet spécifique est calculé sur la base de la formule « effet quantité ». Ce solde régulatoire constitue soit une créance tarifaire (si la variable réelle est supérieure à la variable budgétée), soit une dette tarifaire (si la variable réelle est inférieure à la variable budgétée) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

Le « bonus » ou le « malus » relatif aux charges nettes variables de chaque projet spécifique est calculé sur la base de la formule « effet coût ». Si le coût unitaire réel est supérieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « malus ». Si le coût unitaire réel est inférieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « bonus ».

¹² Décision CD-21k25-CWaPE-0595 : « Considérant que d'un commun accord, il a été décidé de ne pas réviser les tarifs de l'AIEG, la répercussion des budgets spécifiques relatifs au déploiement des compteurs communicants se règlera à travers le solde sur les recettes issues des tarifs 2022 et 2023 en tenant également compte des soldes liés aux écarts entre les volumes de compteurs budgétés et les volumes de compteur réellement placés.

En 2023, l'AIEG comptabilise un solde régulateur (dette tarifaire) de **93.139 euros** au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs communicants. En effet, l'AIEG a placé 1.218 compteurs communicants électricité alors qu'il prévoyait initialement d'en placer 1.697 en 2023.

Le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève au 31/12/2023 à 1.483 alors que l'AIEG avait prévu que le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève à 3.387 au 31/12/2023.

TABLEAU 10 DÉTAIL DU SOLDE RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES RELATIVES AUX PROJETS SPÉCIFIQUES

	BUDGET	REALITE	ECART BUDGET - REALITE	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs cumulés	87.706	148.235,45	-60.529	49.304	
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs annuels	155.299	35.501	119.798	43.835	
Nombre compteurs intelligents placés	1.697	1.218			
BAU	1.697	1.218			
hors BAU					
Nombre cumulé compteurs intelligents hors BAU placés	3.387	1.483			
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	25,89	99,96	-74,06		-109.833
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	91,51	29,15	62,37		75.963
Charges nettes fixes	291.357	497.468	-206.111		-206.111
TOTAL	534.362	681.205	-146.843	93.139	-239.981

9. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE 2023

9.1. Affectation du solde régulateur de distribution pour l'exercice d'exploitation 2023

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2023 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

Pour rappel, les soldes jusqu'en 2018 de l'AIEG sont complètement apurés au 31/12/2022. Le solde 2019 a, quant à lui, été répercuté totalement sur le tarif pour solde régulateur 2021. Enfin, le solde 2020 a, quant à lui, été répercuté à part égale sur le tarif pour solde régulateur 2022 et 2023.

En ce qui concerne le solde 2021, à savoir une dette de 407.721,08 euros, initialement l'AIEG et la CWaPE avait convenu de ne pas affecter ce solde aux tarifs. Toutefois, en date du 13 février 2023, la CWaPE a approuvé la demande de l'AIEG relative à l'affectation des augmentations des revenus autorisés 2022 et 2023 et à la révision des tarifs périodiques de distribution relatifs à l'exercice 2023 (décision-23b13-CWaPE-0731). L'AIEG a choisi d'affecter la moitié des soldes de l'exercice 2021, soit - 203.860,54 euros aux tarifs 2023. Lors de cette décision d'affectation, le solde de 50 % du solde régulateur 2020 a malencontreusement été omis (soit un montant de 62.941 euros restant à affecter). En date du 12 octobre 2023, la CWaPE a accepté la proposition formulée par l'AIEG à travers la proposition de revenu autorisé 2024 du 11 octobre d'affecter les montants résiduels de - 203.860,54 euros des soldes de l'exercice 2021 (50 % du montant approuvé) et le montant de 50 % du solde régulateur 2020 aux tarifs de distribution de l'année 2024.

En ce qui concerne le solde 2022, à savoir un actif de 42.749,53 euros, celui-ci a été totalement répercuté sur les tarifs périodiques 2025.

Conformément à la décision CD-24k29-CWaPE-1003 du 29 novembre 2024, un acompte de 100.000 euros sur le solde régulateur de l'année 2023 a été affecté aux tarifs périodiques 2025.

L'affectation du solde régulateur résiduel 2023, à savoir un montant de (- 2.258.884,12 euros), à la suite de la concertation entre la CWaPE et l'AIEG, est postposée lors de la détermination des tarifs de distribution des années 2026 à 2029.

9.2. Solde régulateur cumulé pour la période 2008-2023

Sur la base des décisions adoptées par le régulateur fédéral (la CREG) relatives aux soldes régulateurs des années 2008 et 2009, des soldes rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution pour les années 2010 à 2014 et des soldes régulateurs approuvés par la CWaPE pour les années 2015 à 2021, le solde régulateur de distribution cumulé des années 2008 à 2021 et le solde régulateur de transport cumulé des années 2008 à 2018 (hors cotisation fédérale en 2018) s'élève à - 2.448.241 euros. Il constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Ce solde régulateur cumulé a déjà été partiellement affecté sous forme d'acompte, et sous réserve d'approbation, dans les tarifs de distribution des années 2015 à 2023 :

- Conformément aux dispositions visées à l'article 34, § 2, de la méthodologie tarifaire transitoire 2015-2016, le gestionnaire de réseau de distribution a pu **affecter aux tarifs de distribution des années 2015 et 2016 un acompte régulateur correspondant à 10 % du montant estimé du solde régulateur des années 2008 à 2013** ;

- Conformément aux dispositions visées à l'article 34, § 2, de la méthodologie tarifaire transitoire 2017, prolongée pour l'année 2018, le gestionnaire de réseau de distribution a pu **affecter aux tarifs de distribution des années 2017 et 2018 un acompte régulateur correspondant à 20 % du montant estimé du solde régulateur des années 2008 à 2014** ;
- Conformément aux dispositions de l'article 52, § 3, de la méthodologie tarifaire 2019-2023, le gestionnaire de réseau de distribution a pu **affecter aux tarifs de distribution des années 2019 à 2022 un acompte régulateur lui permettant d'apurer le solde régulateur des années 2008 à 2014**, soit 25 % du montant estimé du solde régulateur 2008-2014 après déduction des acomptes 2015 à 2018 ;
- Conformément aux décisions d'**affectation** de la CWaPE relatives aux soldes régulateurs 2015 à 2021, le gestionnaire de réseau de distribution a pu affecter :
 - Aux tarifs de distribution des années 2019 à 2020 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2015 à concurrence d'une quote-part annuelle de 25 % ;
 - Aux tarifs de distribution des années 2019 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2016 à concurrence d'une quote-part annuelle de 25 % ;
 - Aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport) de l'année 2017 à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % ;
 - Aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022 le solde régulateur (distribution et transport (hors cotisation fédérale)) de l'année 2018 à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % ;
 - Aux tarifs de distribution de l'année 2021 le solde régulateur (distribution) de l'année 2019 à concurrence d'une quote-part annuelle de 100 % ;
 - Aux tarifs de distribution de l'année 2022 le solde régulateur (distribution) de l'année 2020 à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 %.
 - Aux tarifs de distribution des années 2023 le solde régulateur (distribution) des années 2020 et 2021 à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 %.
 - Aux tarifs de distribution 2024 le solde régulateur (distribution) de l'année 2021 à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 %.
 - Aux tarifs de distribution 2025 le solde régulateur (distribution) de l'année 2022 à concurrence d'une quote-part annuelle de 100 % ;
 - Aux tarifs de distribution 2025 un acompte sur solde régulateur (distribution) de l'année 2023 à concurrence d'un montant de 100.000 euros.

Sur la base des acomptes et des affectations exposés ci-dessus, un montant de 2.258.884,12 euros du solde régulateur cumulés de distribution 2008-2023 et de transport 2008-2018 (hors cotisation fédérale en 2018) reste encore à affecter aux futurs tarifs de distribution. Il constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau. Les soldes régulateurs jusqu'en 2022 seront entièrement apurés pour le 31 décembre 2025. La décision d'affectation du solde régulateur résiduel de l'année 2023 est, quant à elle, postposée lors de la détermination des revenus autorisés des années 2026 à 2029.

Le tableau ci-dessous reprend pour chaque année, à partir de 2008, le montant du solde régulateur ainsi que son affectation.

TABEAU 11 AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES – ANNÉE 2008 A 2023

Soldes régulatoires des années 2008 à 2023																
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Solde régulatoire distribution	-105.874	-446.449	-574.412	-400.711	-1.027.116	-1.125.231	-962.617	-52.174	3.639	232.480	210.527	-71.214	-125.881	407.721	-42.750	-2.358.884
Solde régulatoire transport	82.784	304.289	29.885	-44.607	148.992	477.678	513.909	-1.872.872	1.442.389	8.092	498.530					
Total solde régulatoire	-23.091	-142.160	-544.527	-445.318	-878.123	-647.553	-448.708	-1.925.046	1.446.029	240.572	709.057	-71.214	-125.881	407.721	-42.750	-2.358.884
Montant déjà affectés dans																
2008																
2009																
2010																
2011																
2012																
2013																
2014																
2015	-10.587	-44.645	-57.441	-40.071	-102.712	-112.523	99.902									
2016	-10.587	-44.645	-57.441	-40.071	-102.712	-112.523	0									
2017	-21.175	-89.290	-114.882	-80.142	-205.423	-225.046	-192.523	189.425								
2018	-21.175	-89.290	-114.882	-80.142	-205.423	-225.046	-192.523	189.425	0							
2019	7.948	22.319	-61.689	-59.398	-86.418	-16.060	-60.530	-481.261	361.507	0						
2020	7.948	22.319	-61.689	-59.398	-86.418	-16.060	-60.530	-481.261	361.507	80.191	236.352	0				
2021	7.948	22.319	-61.689	-59.398	-86.418	-16.060	-60.530	-481.261	361.507	80.191	236.352	-71.214				
2022	7.948	22.319	-61.689	-59.398	-86.418	-16.060	-60.530	-481.261	361.507	80.191	236.352	0	-62.941			
2023														203.861		
2024													-62.941	203.861		
2025															-42.750	-100.000
Solde régulatoire non affecté	8.640	36.433	46.876	32.701	83.819	91.826	78.556	-378.850	0	0	0	0	0	0	0	-2.258.884

10. DÉCISION RELATIVE AUX SOLDES 2023

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 4, § 2, 14°, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ;

Vu la décision CD-17G17-CWaPE-0107 du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation 2023 introduit par l'AIEG auprès de la CWaPE en date du 10 juillet 2024 ;

Vu les comptes annuels 2023 de l'AIEG accompagnés du procès-verbal du Conseil d'administration et des rapports destinés à l'Assemblée générale qui s'est tenue le 12 juin 2024, déposés à la CWaPE en date du 10 juillet 2024 ;

Vu le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif « aux investissements et mises hors services » et le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » reçus en date du 6 janvier 2025 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau de distribution en date du 6 janvier 2025 à la suite de la demande de la CWaPE du 26 septembre 2024 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* mis à jour à la suite des informations complémentaires du gestionnaire de réseau de distribution transmis à la CWaPE le 6 janvier 2025 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* mis à jour et transmis à la CWaPE le 6 janvier 2025 ;

Vu la décision CD-24k29-CWaPE-1003 du 29 novembre 2024 relative à la proposition de tarifs périodiques de distribution 2025 et à l'affectation d'un acompte de 100.000 € du solde régulateur électricité de l'année 2023 de l'AIEG aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2025 ;

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2023 de l'AIEG (réalisé selon la méthodologie décrite dans la section 4 de la présente décision), et de la proposition de ne pas affecter celui-ci, la CWaPE n'a pas décelé de non-conformité aux dispositions applicables ;

10.1. **Approbation des soldes régulateurs**

La CWaPE décide d'approuver le solde régulateur de l'année 2023 rapporté par le gestionnaire de réseau de distribution au travers de son rapport tarifaire *ex post* daté du 6 janvier 2025.

Le solde régulateur de l'année 2023 est un actif régulateur qui s'élève à – **2.358.884,12 euros**.

10.2. **Affectation des soldes régulateurs**

La CWaPE décide que l'affectation du **solde régulateur résiduel de l'année 2023 (– 2.258.884,12 euros)**, de l'AIEG sera déterminée ultérieurement lors de l'approbation des tarifs de distribution 2026-2029 de l'AIEG.

11. VOIES DE RECOURS

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

En vertu de l'article 50^{bis} du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la présente décision peut également faire l'objet d'une plainte en réexamen devant la CWaPE, dans les deux mois suivant la publication de la décision. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. *« La CWaPE statue dans un délai de deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'informations qu'elle a sollicités. La CWaPE motive sa décision. À défaut, la décision initiale est confirmée ».*

En cas de plainte en réexamen, le délai de trente jours mentionné ci-dessus pour l'exercice d'un recours en annulation devant la Cour des marchés *« est interrompu jusqu'à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision de la CWaPE, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50^{ter}, § 4, alinéa 3, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

12. ANNEXES

- Annexe I : Annexe reprenant l'évolution du revenu autorisé de l'AIEG pour les années 2015 à 2023



Tous acteurs de l'énergie

Date du document : 13/03/2025

DÉCISION

CD-25c13-CWaPE-1048

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2023

ANNEXE I : ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 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, et des articles 104, 120 et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023

Table des matières

1.	EVOLUTION DU REVENU AUTORISE	3
1.1.	<i>Evolution du revenu autorisé 2021-2022</i>	3
1.2.	<i>Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2022</i>	5
2.	EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2017 ET 2022	6

Index graphiques

Graphique 1	Evolution du revenu autorisé 2021-2022	3
Graphique 2	Evolution du revenu autorisé 2015-2022	5
Graphique 3	Evolution des volumes de prélèvement 2017-2022	6

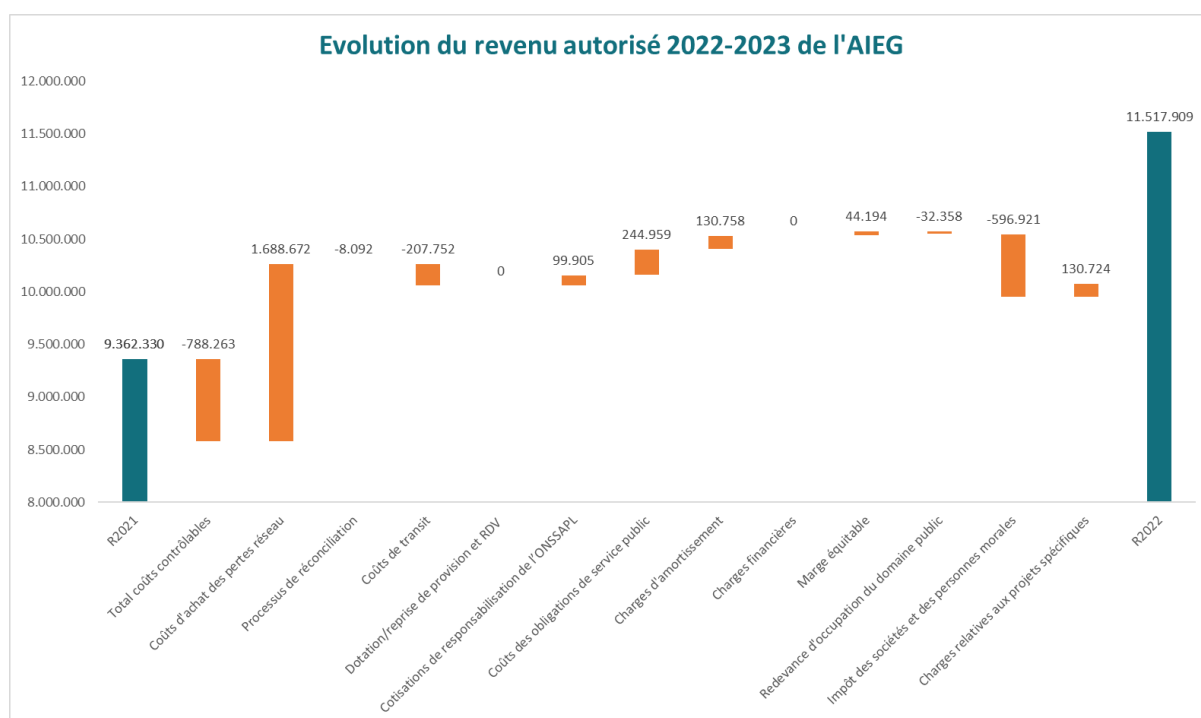
1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Évolution du revenu autorisé 2022-2023

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* daté du 6 janvier 2025, le revenu autorisé réel de l'année 2023 est de **11.517.909 euros** (sans tenir compte de l'acompte pour les soldes régulatoires), soit en **hausse de 6,53 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2022**.

L'évolution du revenu autorisé réel entre 2022 et 2023 s'explique principalement par les éléments suivants :

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2022-2023



Les principales variations entre 2022 et 2023 s'explique par :

- **Coûts d'achat des pertes réseau + 1.688.672 euros, soit 239 % de la variation 2022-2023.**
- **Coûts de transit -207.752 euros, soit - 29 % de la variation 2022-2023.**
- **L'impôt des sociétés et des personnes physiques – 596.921 euros soit – 85 % de la variation 2022-2023** : L'AIEG étant en perte en 2023, l'impôt sur les sociétés est nul.
- **Coûts contrôlables -788.263 euros, soit -112 % de la variation 2022-2023)** : La diminution significative des charges contrôlables s'explique par :

	Réel 2022	Réel 2023	Variation
Approvisionnements et marchandises	2.204.601,92	1.529.013,42	- 675.588,50
Services et biens divers	3.963.173,01	4.074.577,72	111.404,71
Coûts informatiques	1.599.706,46	993.233,75	- 606.472,70
Coûts relatifs aux entrepreneurs sous-traitants	1.698.841,26	2.083.331,37	384.490,11
Coûts de location et d'entretien des bâtiments	234.039,07	271.973,67	37.934,60
Coûts relatifs aux assurances	73.723,65	142.680,21	68.956,56
Coûts relatifs aux honoraires de tiers (comptable, reviseurs, avocats, consultants, ...)	69.290,40	53.770,10	- 15.520,29
Emoluments et jetons de présence des administrateurs	66.147,06	63.641,60	- 2.505,46
Consommation Energie, eau, téléphone, fax	167.193,07	268.837,35	101.644,27
Séminaire, journée d'études, frais de voyage et de séjour	10.001,28	13.120,33	3.119,05
Publicités, réceptions et représentation, Personnel Intérimaire	34.910,27	27.567,03	- 7.343,24
Autres Biens et Services divers	9.320,47	156.422,30	147.101,83
Rémunérations, charges sociales et pensions	2.730.701,13	2.581.103,69	- 149.597,43
Rémunérations brutes	2.023.449,36	1.940.095,29	- 83.354,07
Avantages extra-légaux	43.986,89	47.165,20	3.178,31
Cotisations patronales	583.797,36	495.308,53	- 88.488,83
Autres charges sociales et salariales	79.467,52	98.534,68	19.067,16
Autres charges d'exploitation	31.679,84	87.218,47	55.538,63
Produits d'exploitation	- 920.975,54	- 1.398.089,82	- 477.114,28
Produits issus des tarifs non périodiques (signe négatif)	- 287.598,58	- 296.777,46	- 9.178,88
Autres produits d'exploitation (signe négatif)	- 633.376,96	- 1.101.312,36	- 467.935,40
Activation des coûts (signe négatif)	- 4.524.169,48	- 4.178.930,93	345.238,55
Charges financières hors intérêts sur les financements	11.284,49	13.140,18	1.855,69
Charges nettes hors charges nettes liées aux immobilisations	3.496.295,36	2.708.032,73	- 788.262,62

■ **Coûts des obligations de service public (+244.959 euros, soit 35 % de la variation 2022-2023) :**

Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement				Explication	
	Réel 2022	Réel 2023	Variation		
Gestion des rechargements des compteurs à budget	31.258,96	29.184,95	- 2.074,01		
Eclairage public	179.439,28	165.027,45	- 14.411,83		
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement				Explication	
	Réel 2022	Réel 2023	Variation	Evolution variable	Evolution Coût unitaire
Gestion des placements des compteurs à budget	37.855,50	30.668,16	- 7.187,34	-20%	1%
Gestion des rechargements des compteurs à budget	38.912,98	49.634,12	10.721,13	-1%	29%
Gestion de la clientèle	131.817,52	166.095,09	34.277,57	20%	5%
Déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrat (EOC)	144.479,13	136.161,84	- 8.317,29	-6%	0%
Charges nettes liées à la promotion des Energies Renouvelables	141.527,81	447.299,29	305.771,48	219%	-1%
Charges et produits no-contrôlables - OSP				Explication	
	Réel 2022	Réel 2023	Variation	Evolution variable	Evolution Coût unitaire
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	77.420	263.007	185.586,25	25%	173%
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	120.204	149.297	29.093,18	25%	0%
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 versée par la CREG	-581.701	-855.127	-273.426,93	18%	26%
Charges d'achat des certificats verts	10.855	5.130	- 5.725,00	-54%	2%
Primes « Quali watt » versées aux utilisateurs de réseau	65.002	0	- 65.001,92	-100%	-100%

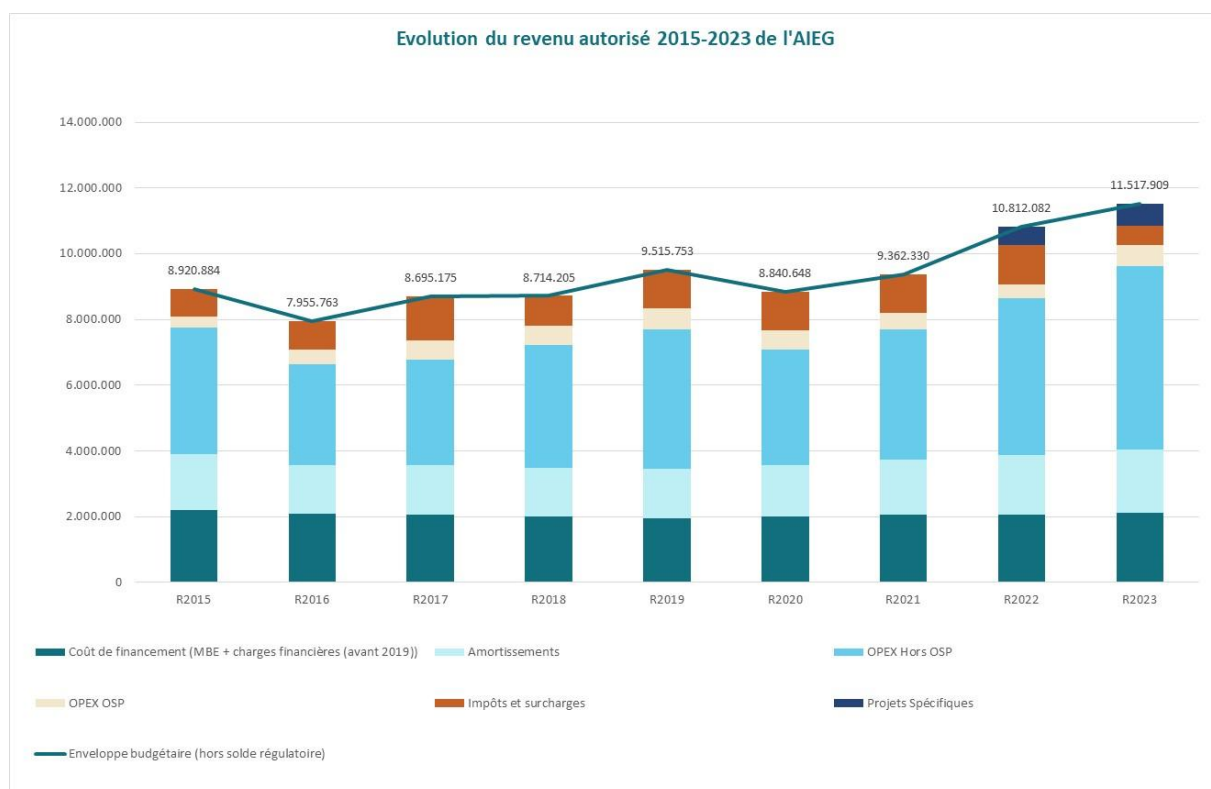
■ **Charges nettes relatives aux projets spécifiques (+130.724 euros, soit 19 % de la variation 2022-2023).**

1.2. Évolution du revenu autorisé entre 2015 et 2023

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2015 et 2023 en distinguant les composantes principales de ce revenu autorisé, à savoir,

- Les coûts de financement composés de la marge bénéficiaire équitable et, avant l'année 2019, des charges financières ;
- Les charges d'amortissement de la base d'actifs régulés ;
- Les charges opérationnelles, en distinguant celle relatives aux Obligations de Service Public ;
- Les impôts et surcharges et, finalement ;
- Le montant des projets spécifiques à partir de l'année 2019.

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2015-2023



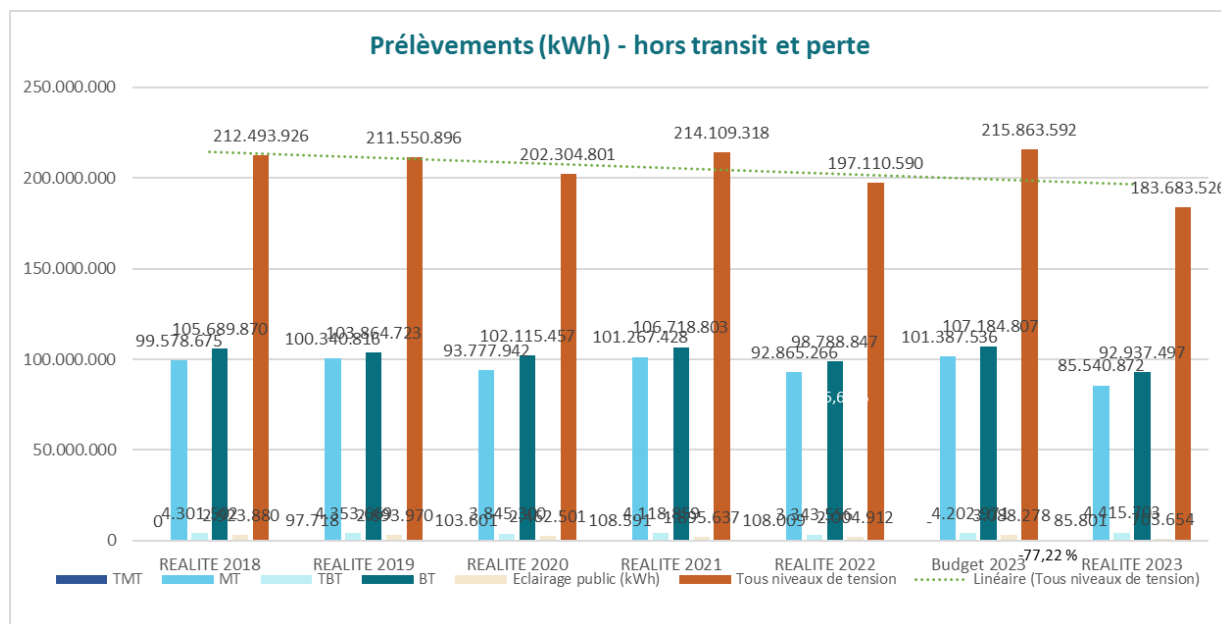
Le revenu autorisé de l'AIEG (hors solde régulateur) s'élève au 31 décembre 2023 à 11.517.909 euros.

Globalement, ce revenu a augmenté de 2.597.025 euros sur la période 2015-2023, soit une hausse de + 29,11 %.

2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT ENTRE 2018 ET 2023

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2018 et l'année 2023 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT 2018-2023



Les volumes de prélèvement totaux de l'AIEG s'élèvent au 31 décembre 2023 à 183.683.526 kWh.

Globalement, ces volumes de prélèvement totaux ont diminué de 28.810.400 kWh sur la période 2018-2023, soit une baisse de -13,56 %.