

Date du document : 30/01/2024

DÉCISION

CD-24a30-CWaPE-0871

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2022

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1er, alinéa 2, et 16 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 2022.....</i>	5
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2022.....</i>	5
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2022.....</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 2022.....	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>	19
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique	19
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>	20
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.....	42
10.1.	<i>Approbation des soldes réglementaires</i>	42
10.2.	<i>Affectation des soldes réglementaires</i>	42
11.	VOIES DE RECOURS.....	43
12.	ANNEXES	44

Index graphiques

Graphique 1	Ecart global – année 2022	12
Graphique 2	Bonus/malus	13
Graphique 3	Bonus/malus relatif aux CNC _{autres} – année 2022.....	14
Graphique 4	Bonus/malus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2022	17
Graphique 5	Détail du Bonus/malus relatif aux CNI OSP et hors OSP (réseau/hors réseau).....	18
Graphique 6	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement réseau	19
Graphique 7	Détail du Bonus/malus relatif aux charges d’amortissement hors 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	Détail des charges nettes contrôlables OSP	16
Tableau 2	Détail du bonus/malus relatif aux CNI.....	18
Tableau 3	Charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité issues de la demande de budget spécifique du 10 novembre 2021	21
Tableau 4	Détail du Bonus/Malus relatif aux projets spécifiques.....	22
Tableau 5	Détail de la marge bénéficiaire équitable	23
Tableau 6	Résultat, dividendes et payout ratio	25
Tableau 7	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques	27
Tableau 8	Evolution RAB budgétée et réelle & impact sur le solde régulateur	36
Tableau 9	Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques	39
Tableau 10	Affectation des soldes régulateurs – année 2008 à 2022	41

1. BASE LEGALE

1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2022

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 réglementaires en découlant ainsi que leur approbation ou refus d'approbation au moyen de décisions motivées.

L'article 16 du même décret établit, quant à lui, la procédure à suivre pour l'approbation des soldes réglementaires.

1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2022

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 réglementaire 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.

A cette fin, le GRD doit soumettre à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année 2022 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 2022

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 régulateurs 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 régulateurs afin d'y intégrer les soldes régulateurs approuvés par la CWaPE.

2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. En date du 12 janvier 2023, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif à la méthodologie tarifaire gaz et électricité – période régulatoire 2024 – propositions de calendrier de concertation et de procédure d'introduction et d'approbation des tarifs. Ce courrier précise notamment le calendrier de contrôle adapté des rapports tarifaires *ex post* 2022.
2. En date du 13 janvier 2023, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif
 - À la valeur des paramètres définissant le couloir de prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes,
 - À 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 ;
 - À la valeur des prix minimum et maximum d'achat des certificats verts.
3. En date du 30 juin 2023, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2022 ainsi les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2022 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
4. En date du 30 novembre 2023, la CWaPE a reçu du commissaire aux comptes de l'AIEG :
 - le rapport relatif « aux investissements et mises hors services » ; et
 - le rapport relatif d'une part « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » et d'autre part « aux règles d'évaluation et d'activation des frais indirects ».
5. L'analyse du rapport tarifaire *ex post* visé ci-avant a requis de la part de la CWaPE des informations et explications complémentaires. Conformément à l'article 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 29 août 2023.
6. En date du 30 novembre 2023, 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 2022.
7. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, alinéa 2, et 16 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 régulatoire de l'année 2022 établi sur la base du rapport tarifaire *ex post* déposé le 30 novembre 2023 par l'AIEG.

3. RESERVE GENERALE

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 2022, 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 RAPPORTES

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* reçu le 30 novembre 2023 et portant sur l'exercice d'exploitation 2022, 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 la Régie de Wavre. L'objet de la SCRL est d'assister les GRD qui en sont associés, dans l'accomplissement des missions qui leurs 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.

A 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 2022, 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 2022, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni :

- **Un rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services d'une part et les clefs de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation de ses charges et produits et des postes bilantaires entre les activités régulées et non régulées.**

Le Commissaire conclut :

- *« Il est à noter qu'il y a bien une procédure spécifique écrite d'approbation des désinvestissements et qu'elle est bien appliquée, dans son ensemble, sur les différents chantiers. ».*
- *« 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 AUTORISE BUDGETE ET REEL 2022

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2022 et approuvé par la CWaPE en date du 29 mai 2018 s'élevait à 10.128.423 euros compte tenu d'une quote-part des soldes régulateurs des années précédentes de 373.581 euros. Entretiens :

- 1° les soldes régulateurs 2017 et 2018 ont fait l'objet de décisions d'approbation par la CWaPE et il a été décidé d'affecter ces soldes dans les tarifs de distribution du gestionnaire de réseau de distribution à concurrence d'une quote-part annuelle de 33,33 % sur les années 2020-2022 ;
- 2° le solde régulateur 2020 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 2022 et 2023 postposé à 2024¹.
- 3° en date du 22 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2022 de l'AIEG (décision CD-22122-CWaPE-0716) augmentant ainsi le revenu autorisé 2022 de 883.499,97 euros. Cette augmentation est constituée :
 - D'une part de l'indexation du revenu autorisé 2022 d'un montant de 349.137,88 euros ; et
 - D'autre part de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 741.198,06 euros avait été approuvé mais non intégré dans les tarifs (décision CD-21k25-CWaPE-0595).

Par conséquent, le revenu autorisé budgété pour l'année 2022 mis à jour avec ces éléments s'élève à 10.999.520 euros.

Le revenu autorisé réel de l'année 2021 s'élève 10.932.061 euros.

L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2022 s'élève à 67.458 euros, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution d'un montant de – 835.322 euros. L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2022 s'élève à – **767.864 euros** (soit 6,98 % du revenu autorisé budgété révisé) constitué d'une **dette de 42.749,53 euros** et d'un **malus de – 725.113,98 euros**.

¹ Décision CD-23j12-CWaPE-0806 : 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 avait choisi d'affecter en partie les montants en question sur l'exercice 2023, plus précisément 349.137,88 euros et 557.437,01 euros issus respectivement de la révision du revenu autorisé 2022 et du revenu autorisé 2023, ensuite la moitié des montants du projet spécifique et des soldes de l'exercice 2021, soit respectivement 637.780,07 euros et -203.860,54 euros, pour un total de 1.340.494,42 euros. **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).**

GRAPHIQUE 1 ECART GLOBAL – ANNEE 2022

	<u>CD-18e29-</u> <u>CWaPE-0192</u>	<u>CD-21k25-</u> <u>CWaPE-0595</u>	<u>CD-22I22-</u> <u>CWaPE-0716</u>	BUDGET 2022	REALITE 2022	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
	BUDGET 2022 Initial	BUDGET 2022 CPS	BUDGET 2022 Révisé	BUDGET 2022	REALITE 2022	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	4.772.362	-	349.138	5.121.500	6.032.806	- 911.306	- 167.513	- 743.793
Charges nettes contrôlables hors OSP	4.193.372	-	306.643	4.500.015	5.203.714	- 703.699		- 703.699
Charges nettes contrôlables OSP	578.990	-	42.495	621.485	829.093	- 207.608	- 167.513	- 40.095
Charges et produits non-contrôlables	2.913.018	-	-	2.913.018	2.159.997	753.020	753.020	-
Hors OSP	2.760.560	-	-	2.760.560	2.468.217	292.343	292.343	-
OSP	152.458	-	-	152.458	308.219	460.677	460.677	-
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	0	741.198	-	741.198	550.481	190.717	172.038	18.679
Charges nettes fixes	-	537.167	-	537.167	442.013	- 164.639		95.154
Charges nettes variables	-	204.031	-	204.031	108.468	27.052	172.038	- 76.475
Marge équitable	2.069.462	-	-	2.103.825	2.068.798	35.027	35.027	-
Hors OSP	2.067.023	-	-	2.101.502	2.066.678	34.824	34.824	
OSP	2.438	-	-	2.323	2.120	203	203	
Quote-part des soldes réglementaires années précédentes	373.581	-	-	119.979	119.979	-	-	
Sous-Total	10.128.423	741.198	349.138	10.999.520	10.932.061	67.458	792.572	- 725.114
Chiffre d'affaires (signe négatif)								
Chiffre d'affaires - Tarif OSP				- 733.770	- 674.371	- 59.400	- 59.400	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie				- 602.319	- 549.762	- 52.556	- 52.556	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés				- 665.578	- 607.498	- 58.080	- 58.080	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges				-	-	-	-	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes réglementaires				- 119.979	- 109.509	- 10.470	- 10.470	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive				- 17.484	- 18.095	611	611	
Chiffre d'affaires - Tarif injection				- 17.409	- 20.166	2.757	2.757	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution				- 7.752.645	- 7.094.461	- 658.184	- 658.184	
Sous-Total				- 9.909.184	- 9.073.862	- 835.322	- 835.322	
TOTAL				1.090.336	1.858.199	- 767.864	- 42.749,53	- 725.113,98

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

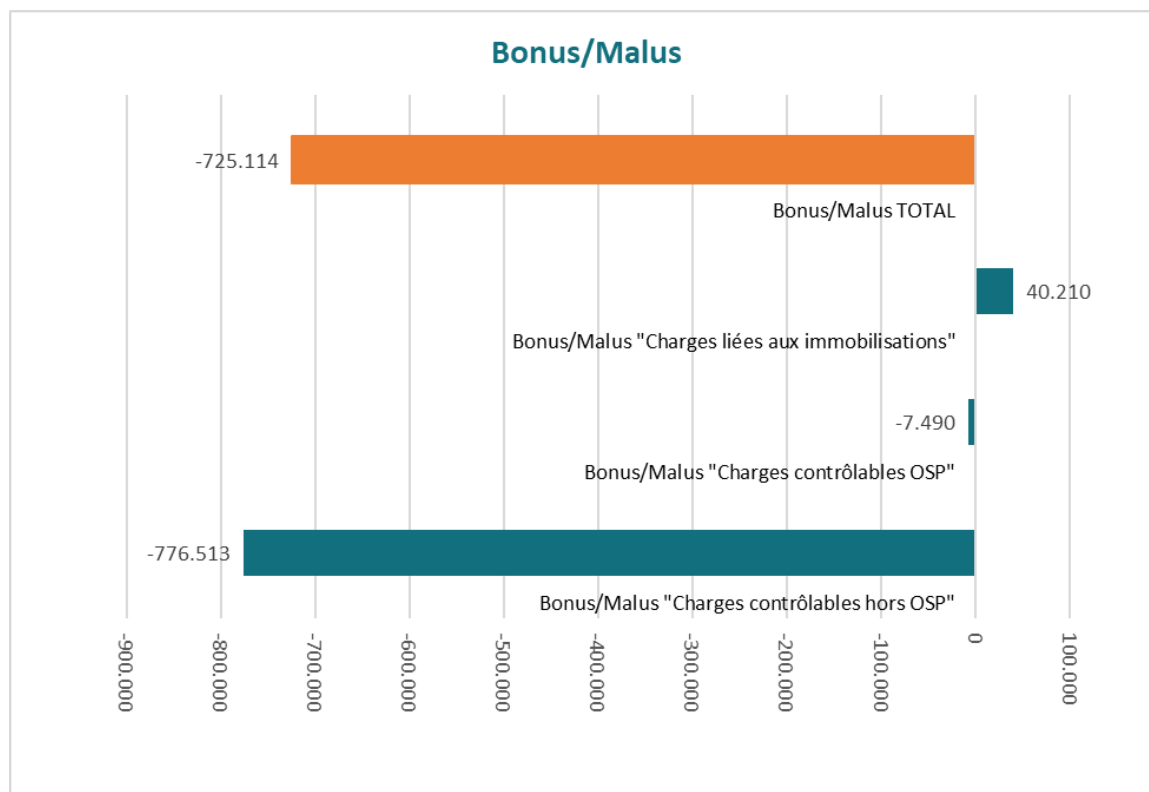
6. BONUS/MALUS

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 2 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 :

$$\text{CNC} = [\text{CNC}_{\text{autres}} + \text{CNF}_{\text{OSP}} + \text{CNV}_{\text{OSP}} + \text{CNI}]$$

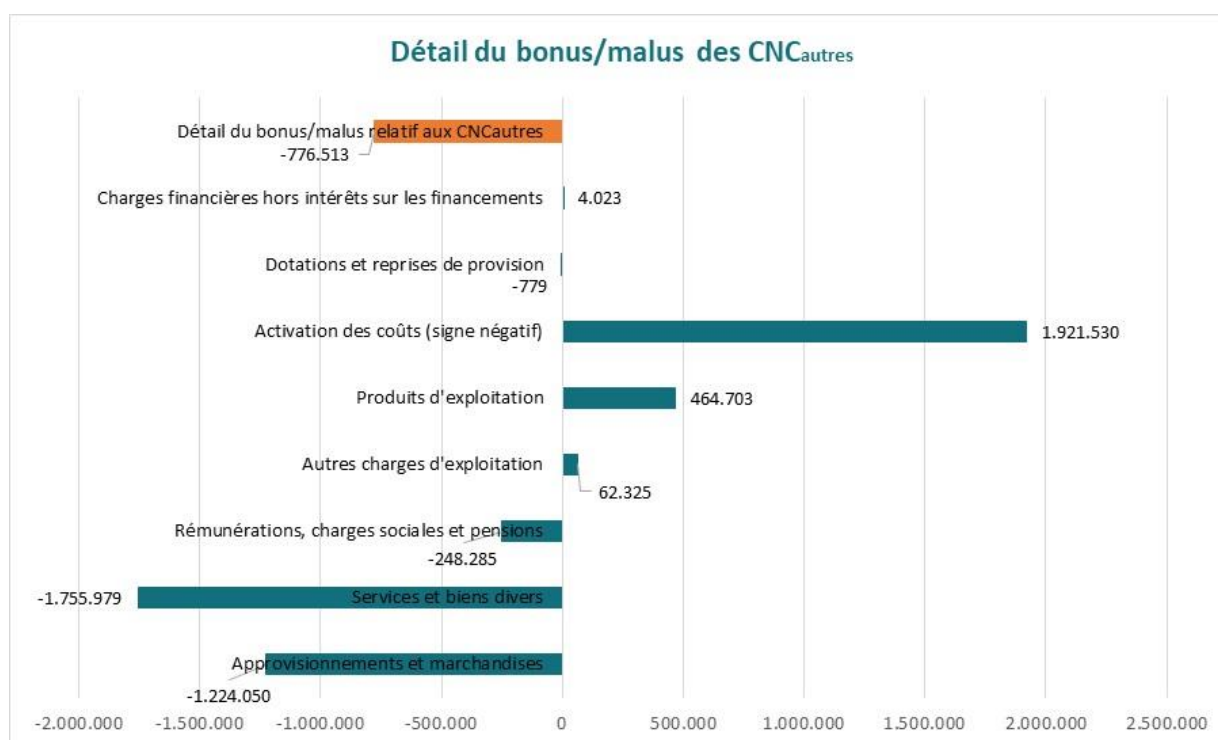
Avec :

- $\text{CNC}_{\text{autres}}$ = 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 $\text{CNC}_{\text{autres}}$

Au 31 décembre 2022, les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations s'élevaient à 3.496.295 euros contre un montant budgété révisé de 2.719.782 euros, soit un **malus de – 776.513 euros** (107,09 % du malus 2022 de l'AIEG).

GRAPHIQUE 3 BONUS/MALUS RELATIF AUX $\text{CNC}_{\text{AUTRES}}$ – ANNEE 2022



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'efficacité (- 1,5 %) le cas échéant. En d'autres termes, le budget 2021 est le budget 2019 doublement augmenté de ces facteurs. Outre cette explication générale de l'écart 2022, ce malus provient notamment :

- 1° Des **approvisionnements et marchandises** en hausse de + 1.224.050 euros par rapport aux montants budgétés, notamment suite à une forte augmentation de la production immobilisée (voir ci-dessous) et à une provision pour surcoût à payer en 2023 pour l'achat d'électricité pour couvrir les pertes 2023 comptabilisée en 2022.
- 2° Des **services et biens divers** en très nette augmentation (+ 1.755.979 euros) par rapport aux montants budgétés suite notamment à :
 1. Une **hausse marquée des frais informatiques** (+ 1.037.686 euros soit 59 % de la hausse des services et biens divers). D'une part, l'AIEG a fait le choix, dans l'intérêt de ses utilisateurs de réseau de ne plus comptabiliser en investissement que les investissements limités au montant total qui avait été budgété et autorisé par la CWaPE, d'autre part, les coûts engendrés par la clearing house ATRIAS continue de représenter une lourde charge pour l'AIEG (55 % des frais informatiques). L'approche de limiter les investissements et de prendre en charge les coûts ATRIAS est le reflet des choix qui ont toujours guidé la direction de l'AIEG de trouver un équilibre entre proposer le tarif de distribution le plus juste à l'utilisateur de réseau final, et, d'autre part, rémunérer de façon adéquate l'actionnaire. L'autre élément important est la hausse des frais informatique liés à Haugazel-Haulogy qui représentent 18 % des frais informatiques.
 2. Un écart significatif pour les **coûts relatifs aux entrepreneurs et sous-traitants** (+ 779.547 euros, soit 44 % de la hausse des services et biens divers). A ce niveau, la CWaPE constate que les coûts des entrepreneurs et sous-traitants sont relativement stables depuis l'exercice d'exploitation 2018. L'écart s'explique donc par le fait que 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-traitant. Le budget était basé sur une production immobilisée légèrement sous-estimée et multipliée par un ratio estimé sur 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° L'augmentation des rémunérations, charges sociales et pension (+248.285 euros), cette augmentation est en adéquation avec les indexations liées à l'inflation ainsi que l'indexation barémique annuelle
- 4° Une augmentation des **produits d'exploitation** (+ 464.703 euros) provenant :
 1. De montants budgétés pour 2022 qui ne tenaient pas compte des produits divers tels que :
 - La facture adressée à RESA pour les pertes du passé suite à la correction des erreurs de comptage au niveau de la cabine Bois d'Orjou entre RESA et l'AIEG provenant d'un mauvais réglage d'un TP sur le départ de RESA (+ 238.818 euros).
 - La rectification des produits du timbre (148.775 euros)
 2. De la sous-estimation des factures (recettes budgétées) pour les prestations AREWAL (46/284 euros) ;
 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'années 2022 un montant de + 30.334 euros non budgété.
- 5° L'**activation des coûts** (+ 1.921.530 euros) constitue un produit en hausse et diminue donc les malus de l'AIEG.

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

Au 31 décembre 2022, les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public s'élèvent à 829.093 euros contre un montant budgété de 621.485 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/malus² (en l'occurrence un **bonus de 8.699 euros** pour l'AIEG, soit -1.20 % du bonus) ;
- 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/créance³. Au 31 décembre 2022, un **malus de – 16.189 euros** a été rapporté (2,23 % du bonus) ;
- 3° L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public⁴, constitue un bonus/malus (en l'occurrence un bonus de 40.210 euros (- 1,03 % du malus), dont un **malus de – 32.604 euros** concerne les obligations de service public (4.50 % du malus)). Cet écart est détaillé au point 6.1.3 ci-dessous.

TABLEAU 1 DETAIL DES CHARGES NETTES CONTROLABLES OSP

	BUDGET 2021	REALITE 2021	Ecart	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables OSP	577.301	718.552	- 141.251	- 31.980	- 109.271
Charges nettes fixes à l'exclusion des charges d'amortissement	204.212	290.378	- 86.166		- 86.166
Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement	289.373	331.422	- 42.049	- 31.980	- 10.070
Charges d'amortissement	83.716	96.752	- 13.036		- 13.036

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 **malus de 7.490 euros** (1,03 % 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 public⁵ et la charge nette unitaire (CNU) prévisionnelle⁶ sont déterminées en multipliant les budgets 2019 par $[1 + (IS - X)]$.

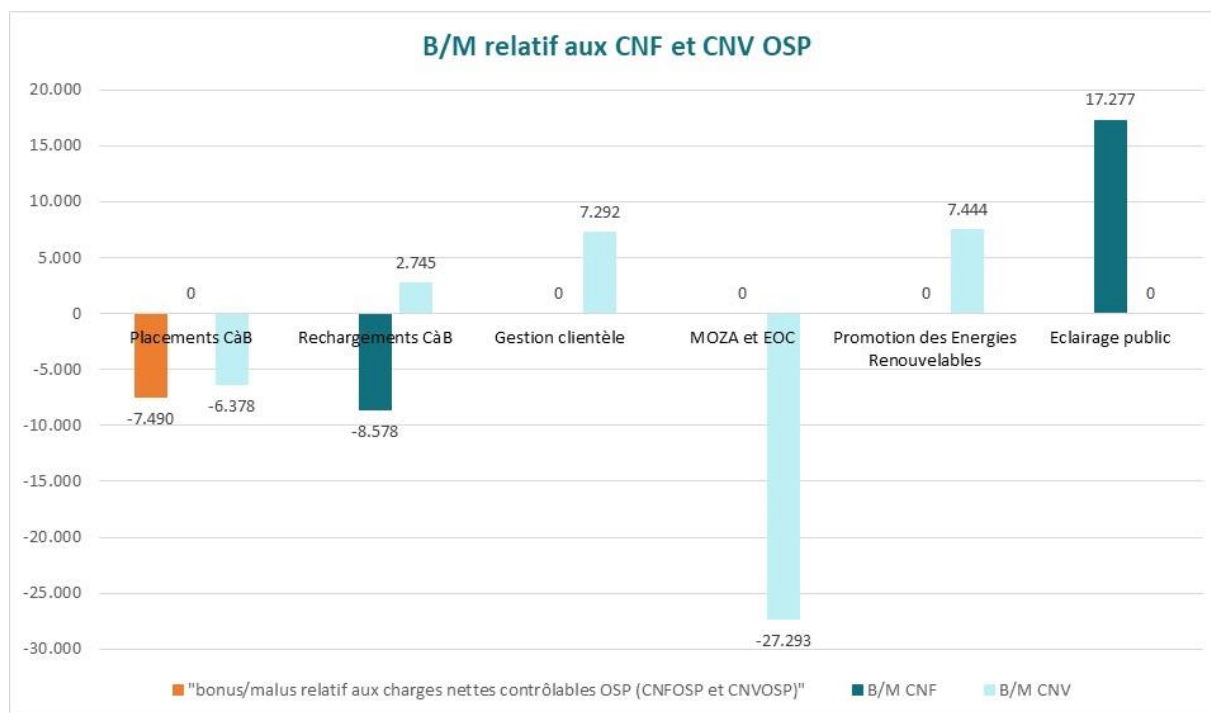
² Article 113 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023

³ Voir point 8 ci-dessous.

⁴ Ibidem 2.

⁵ 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.

⁶ 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.



Les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public présentent un bonus de 8.699 euros (-116,14 % du malus) provenant :

- D'une part d'une **augmentation des coûts de rechargement des compteurs à budget** (8.578 euros [malus]) ;
- D'autre part par une **diminution du coût de l'entretien préventif** (43.592 euros [bonus]) compensé partiellement par une **augmentation du coût de remplacement des armatures vapeurs mercure HP** (26.315 euros [malus]).

Les charges nettes variables relatives aux obligations de service public représentent 216,14 % du malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (16.189 euros). Ce malus provient majoritairement 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 (+23 %).

6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public, constitue un **bonus de 40.201 euros** (- 5,55 % du malus total).

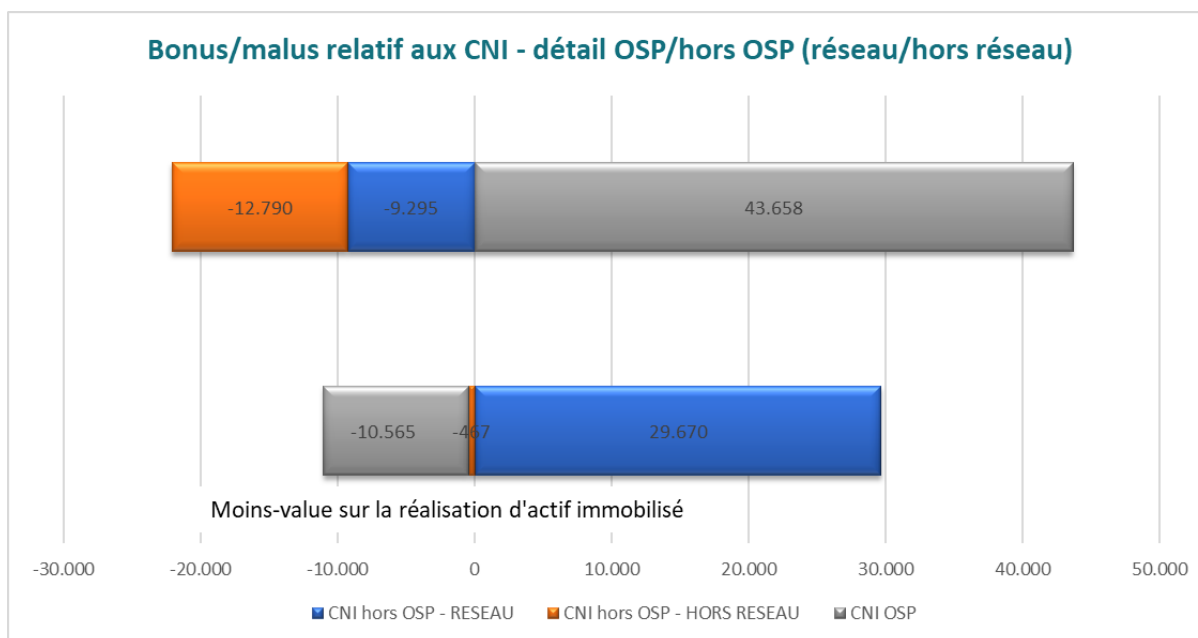
TABLEAU 2 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET 2022	REALITE 2022	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	1.611.342	1.569.593	41.749
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique	112.693	100.265	12.428
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	56.197	37.560	18.637
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	1.780.233	1.707.418	72.815
Gestion des compteurs à budget	89.071	45.433	43.638
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	0	0
Gestion de la clientèle	2.127	2.106	20
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	76.263	-76.263
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	91.197	123.802	-32.604
Bonus/Malus relatif aux CNI	1.871.430	1.831.220	40.210

Ce bonus est constitué des écarts relatifs :

- Aux moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés (18.637 euros, soit 46 % du bonus lié aux CNI) réalisées sur les actifs réseau hors OSP (29.670 euros) et compensées par des malus sur les autres actifs (-11.032 euros) ;
- Aux charges d'amortissements hors plus-value iRAB (9.145 euros soit 23 % du bonus liés aux CNI) ;
- Aux charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB (12.428 euros, soit 31 % du bonus lié aux CNI) normalement constantes, mais dont les budgets 2020-2023 constituent une indexation du budget 2019⁷.

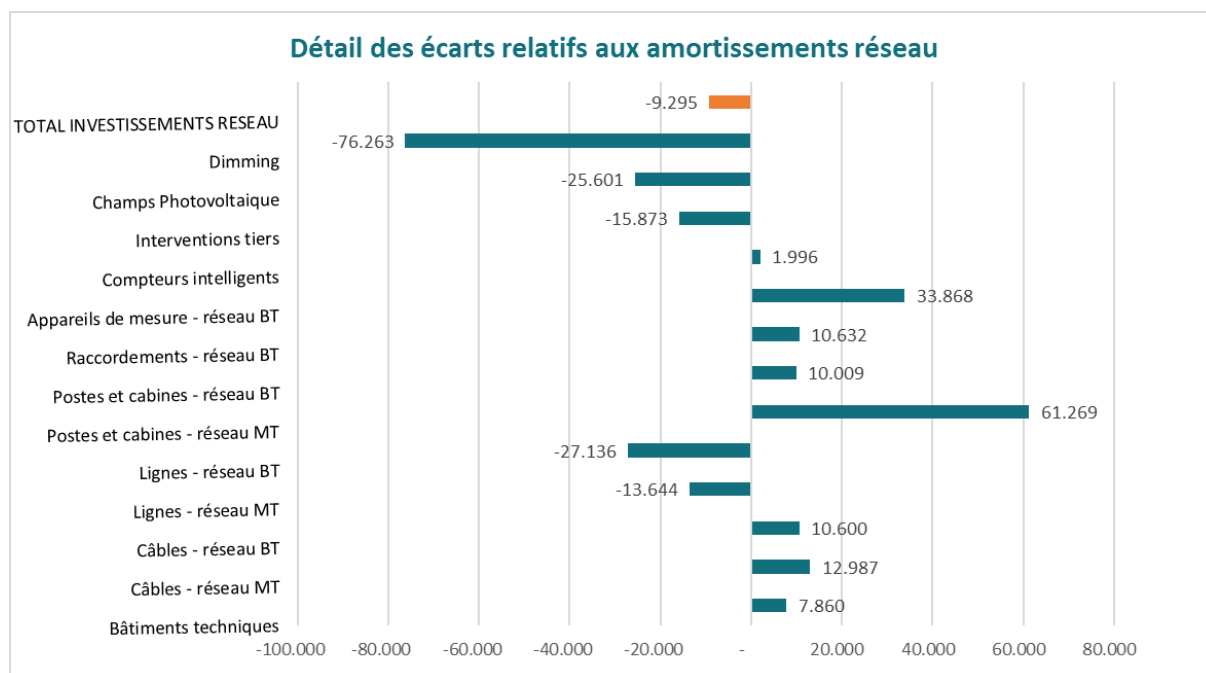
GRAPHIQUE 5 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI OSP ET HORS OSP (RESEAU/HORS RESEAU)



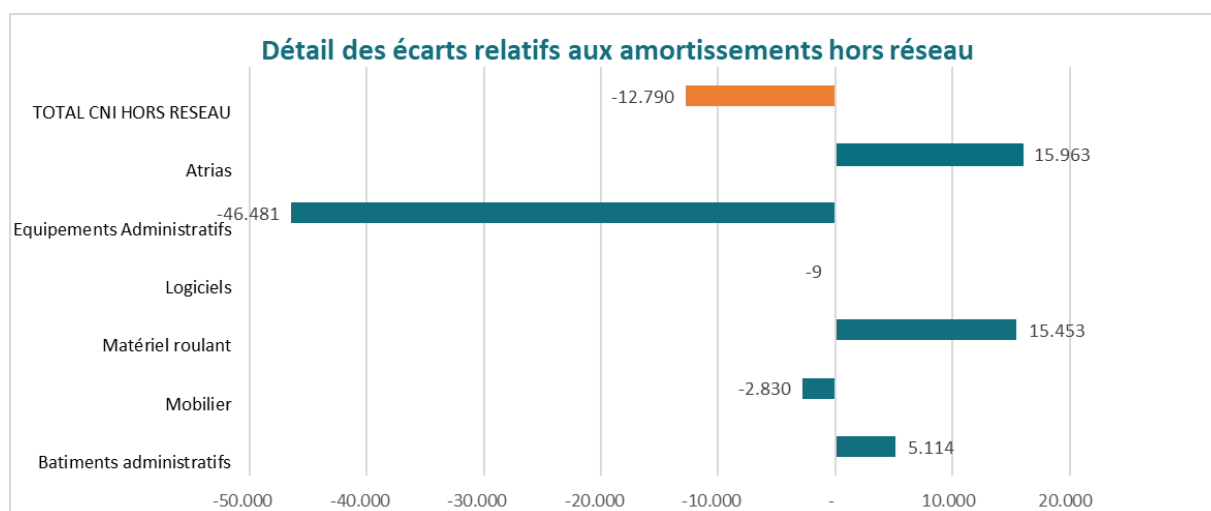
Comme on peut également le constater, le bonus lié aux charges d'amortissements provient de exclusivement des actifs OSP et est compensé par des malus sur les actifs hors OSP.

⁷ 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 6 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES D'AMORTISSEMENT RESEAU



GRAPHIQUE 7 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CHARGES D'AMORTISSEMENT HORS RESEAU



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 2022 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 2022 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 2022 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.

Il est à noter que conformément aux nouvelles dispositions de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 19 juillet 2018 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz et l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire doit se faire de manière concomitante avec le MIG6.

En 2022, 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 relative 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 réglementaire 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.

TABLEAU 3 CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET DE DEPLOIEMENT DES COMPTEURS INTELLIGENTS ELECTRICITE ISSUES DE LA DEMANDE DE BUDGET SPECIFIQUE 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 22 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2022 de l'AIEG (décision CD-22I22-CwaPE-0716) augmentant ainsi le revenu autorisé 2022 de 883.499,97 euros. Cette augmentation est constituée :

- D'une part de l'indexation du revenu autorisé 2022 d'un montant de 349.137,88 euros ; et
- **D'autre part de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 741.198,06 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 convenu⁸.

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 190.717 euros. Cet écart est composé d'un solde régulateur de 172.038 euros et d'un bonus de 18.679 euros. Le bonus s'explique par un écart important des charges nettes fixes inférieures au budget compensé par un malus lié à un effet prix.

TABLEAU 4 *DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX PROJETS SPECIFIQUES*

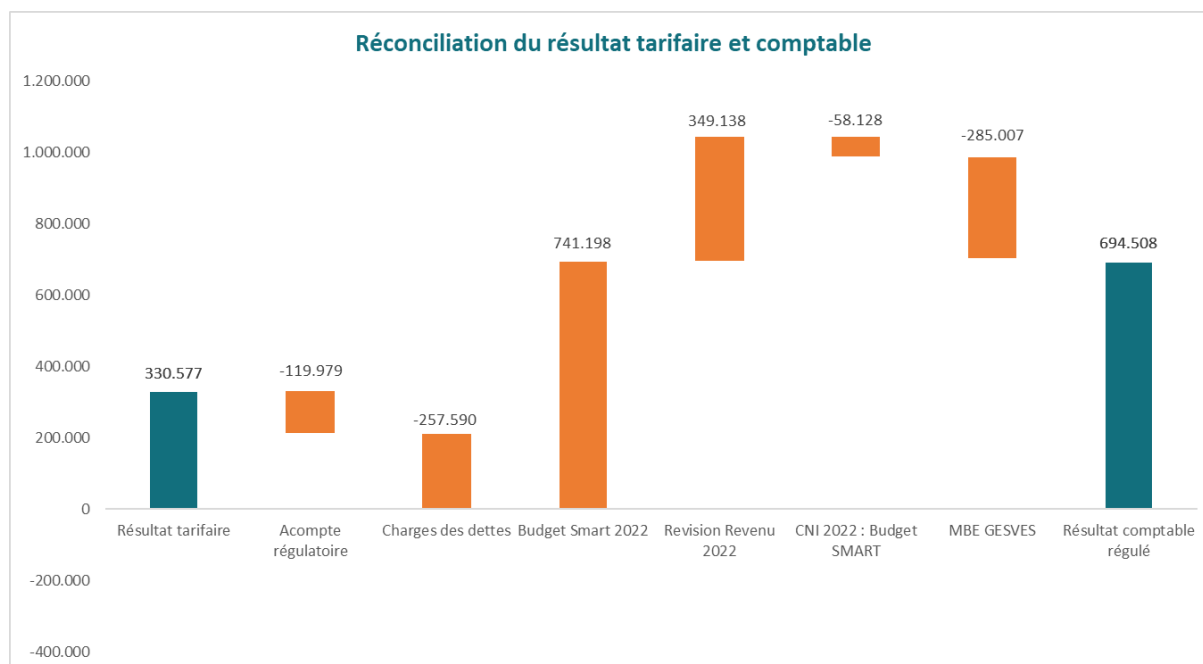
	BUDGET	REALITE	ECART BUDGET - REALITE	SOLDE REGULATEUR	BONUS/MALUS
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs cumulés	48.732	87.134,02	-38.402	41.091	
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs annuels	155.299	21.334	133.965	130.947	
Nombre compteurs intelligents placés	1.690	265			
BAU	1.690	265			
hors BAU					
Nombre cumulé compteurs intelligents hors BAU placés	1.690	265			
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	28,84	328,81	-299,97		-79.493
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	91,89	80,51	11,39		3.018
Charges nettes fixes	537.167	442.013	95.154		95.154
TOTAL	741.198	550.481	190.717	172.038	18.679

⁸ 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. RESULTAT ANNUEL

Pour l'année 2022, 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 **330.577 euros**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève, quant à lui, à **694.508 euros**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 8 RECONCILIATION DU RESULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE



Le résultat tarifaire de l'année 2022 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 **2.068.798 euros** au 31 décembre 2022, à savoir :

TABLEAU 5 DETAIL DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE

Année 2022	
Coûts des fonds propres	1.150.221
Coût des dettes	633.569
MBE Gesves	285.007
Marge bénéficiaire équitable	2.068.798

La marge bénéficiaire équitable intègre la partie relative aux actifs liés au déploiement des compteurs communicants pour un montant de 6.868 euros au 31 décembre 2022.

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

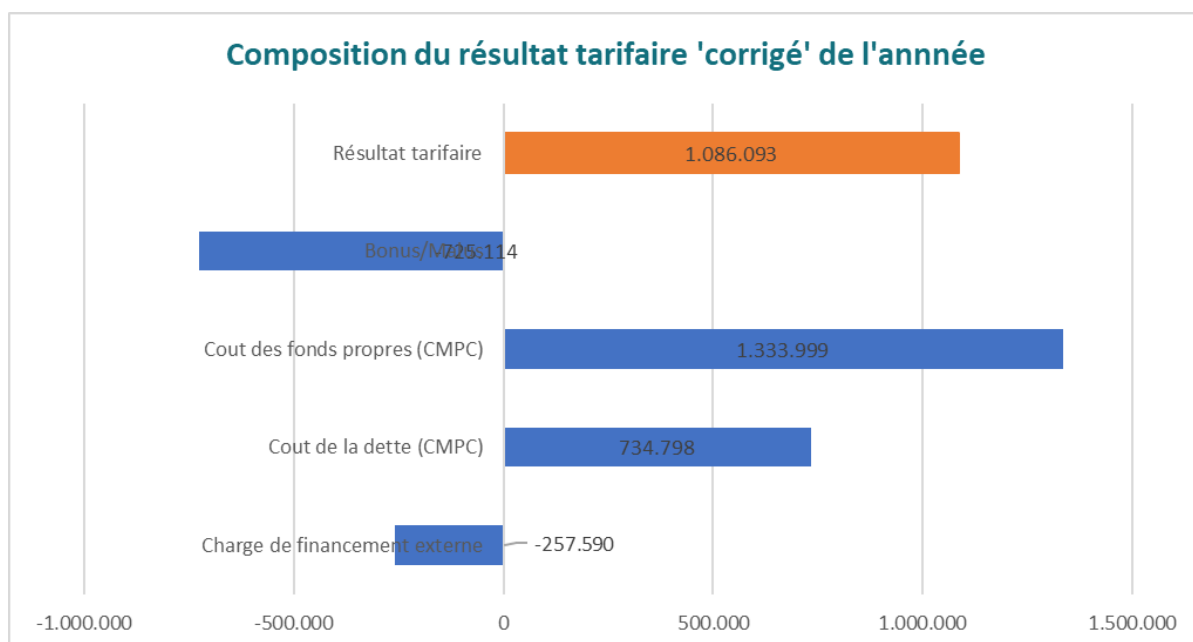
AIEG est propriétaire (Flawinne, Marche-les-Dames, Saint-Marc et Vedrin). Selon les termes de cet accord, les GRD s'engagent respectivement à payer les frais réels correspondants dûment justifiés. Par conséquent, l'AIEG comptabilise depuis toujours comme activité non-réglée la gestion du réseau de 'Namur' 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 **285.007 euros** pour l'exercice d'exploitation 2022 (non indexée).

Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2022, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **257.590 euros** au gestionnaire de réseau.

Il reste, par conséquent, un montant de **1.811.207 euros** pour la rémunération des fonds propres de l'activité réglée.

Le montant moyen des fonds propres régulés de l'année 2022 est de 34.460.372 euros. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2022 est de **5,26 %**, 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 725.114 euros, ce qui porte le taux de rendement réel des fonds propres régulés à **3.15 %**.

GRAPHIQUE 9 COMPOSITION DU RESULTAT TARIFAIRE



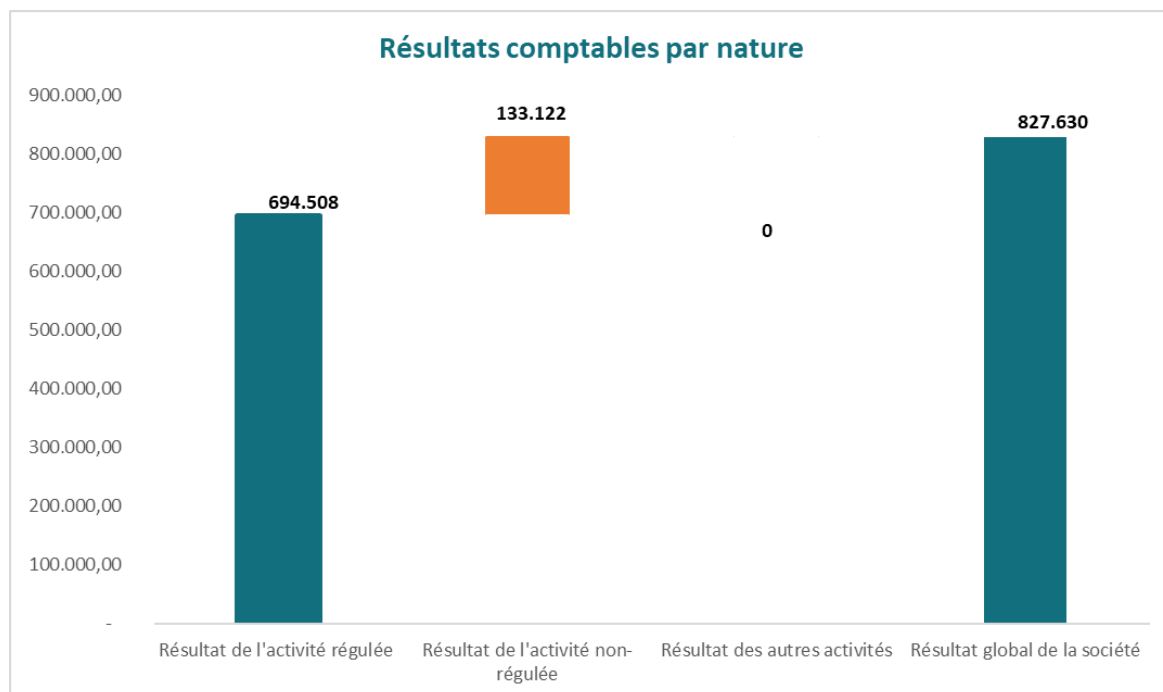
Les **activités non-réglées** du gestionnaire de réseau ont généré un gain de + 133.122 euros.

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 **827.630 euros**.

Le graphique ci-dessous illustre ces différents résultats.

GRAPHIQUE 10 RESULTATS COMPTABLES PAR NATURE



Le bénéfice global de l'année 2022, augmenté d'un montant de 7.109 euros prélevé sur les réserves immunisées, a permis au gestionnaire de réseau de verser des dividendes pour un montant **global de 807.146 euros**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **96,69 %**.

TABLEAU 6 RESULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO

Année 2022	Sans B1 et rétribution réseau	Parts B1 & rétribution réseau inclus
Résultat de l'activité régulée	694.508	
Résultat de l'activité non-régulée	133.122	
Résultat des autres activités	-	
Résultat global de la société	827.630	
Prélèvements sur les réserves	7.109	
Transfert aux réserves immunisées	-	
Dividendes versés	442.860	807.146
Payout ratio	53,05%	96,69%

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 REGULATOIRES

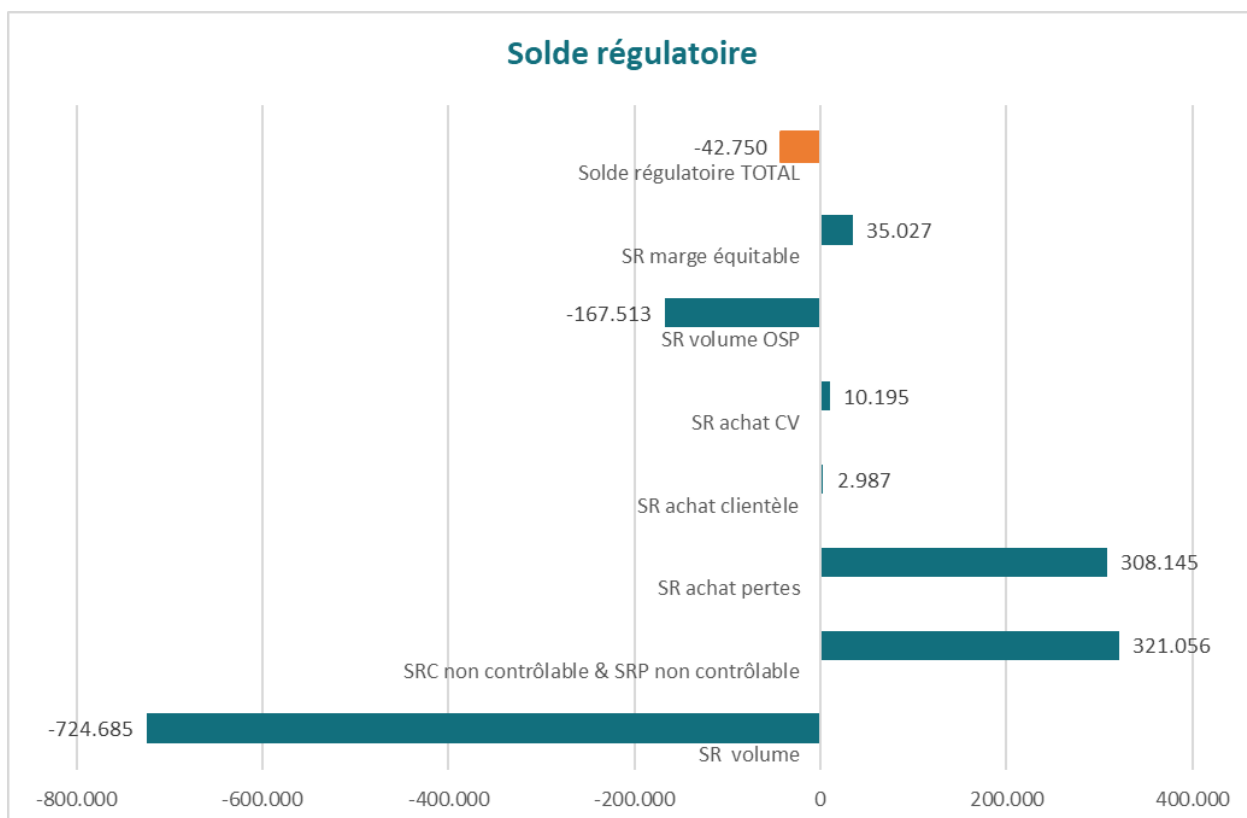
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période réglementaire, le solde réglementaire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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

Le **solde réglementaire annuel total de -42.750 euros** est un actif réglementaire (créance tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 11 SOLDE REGULATOIRE



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

Le solde réglementaire 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 :

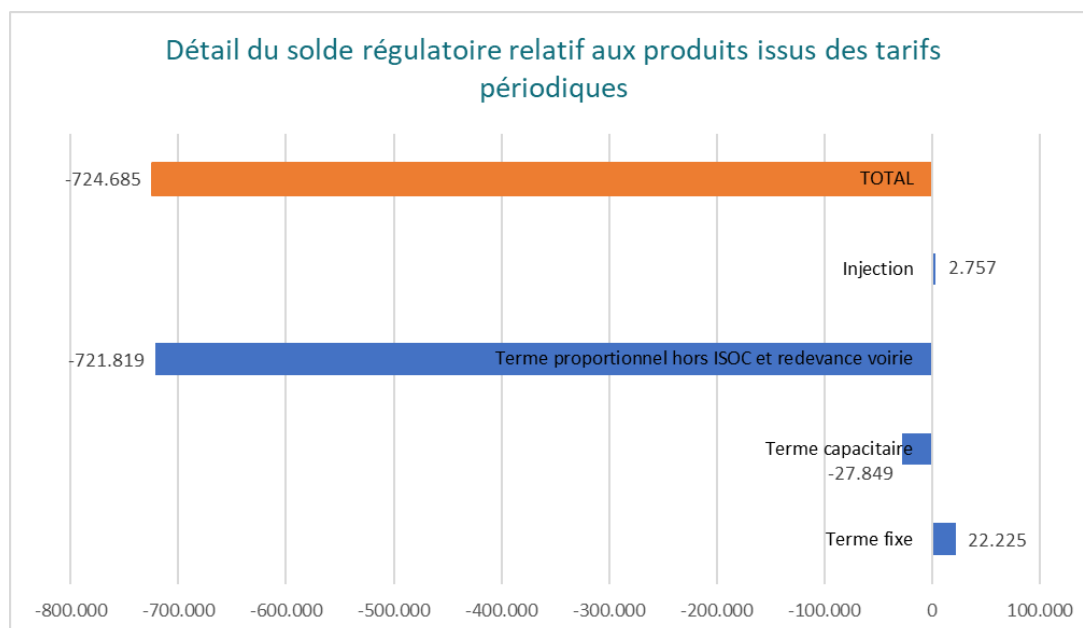
TABLEAU 7 DETAIL DU SOLDE REGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PERIODIQUES

Chiffre d'affaires (signe négatif)	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATOIRE
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-733.770	-674.371	-59.400	-59.400
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-602.319	-549.762	-52.556	-52.556
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-665.578	-607.498	-58.080	-58.080
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	0	0	0	0
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-119.979	-109.509	-10.470	-10.470
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-17.484	-18.095	611	611
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-17.409	-20.166	2.757	2.757
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-7.752.645	-7.094.461	-658.184	-658.184
TOTAL SR_{volume}	-9.909.184	-9.073.862	-835.322	-835.322
TOTAL SR_{volume} - sans Redevance voirie, ni impôts des sociétés	-8.641.287	-7.916.602	-724.685	-724.685

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 **- 724.685 euros**, soit une diminution de l'ordre de 8,39 % par rapport aux montants budgétés.

Cette diminution s'explique majoritairement par une **baisse des recettes provenant du terme capacitaire** (-27.849 euros, soit 3,84 % du solde) et par une **diminution des recettes provenant du terme proportionnel** (- 721.819 euros, soit 99,60 % du solde).

GRAPHIQUE 12 DETAIL DU SOLDE REGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PERIODIQUES

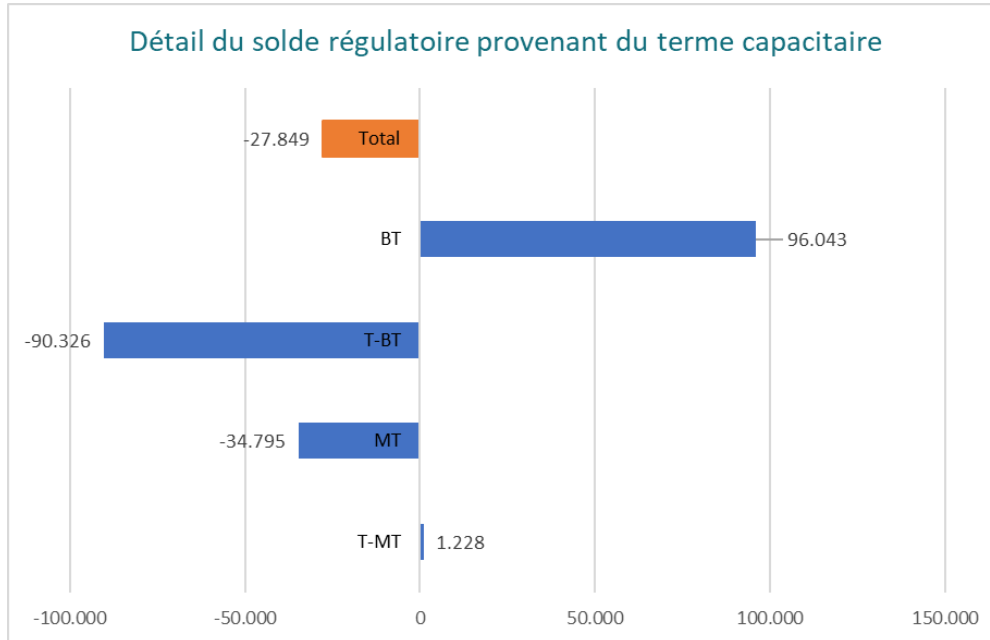


La diminution des recettes capacitaires (- 27.849 euros) s'explique par :

- D'une part la **diminution des recettes capacitaires du niveau T-BT notamment suite à la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019** non répercuté dans le revenu autorisé 2019-2023 (voir décision CD-19f06-CWaPE-0323 du 6 juin 2019) : - 90.326 euros (soit 324,34 % du solde capacitaire) ;

- D'autre part par la légère **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 : + 96.043 euros (soit -344,87 % du solde capacitaire)

GRAPHIQUE 13 DETAIL DU SOLDE REGULATOIRE RELATIF AU TERME CAPACITAIRE

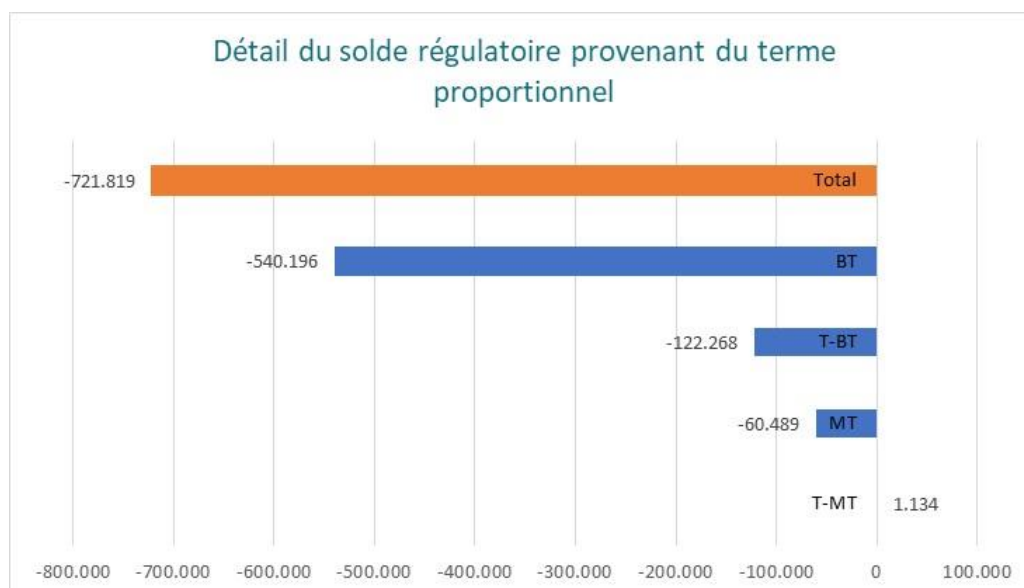


La diminution des recettes proportionnelles provient de la baisse des recettes :

- du niveau BT (– 540.196 euros, soit 74,84 %) ;
- du niveau T-BT (– 122.268 euros, soit 16,94 %) suite notamment à la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019 (décision CD-19f06-CWaPE-0323) ; et
- du niveau MT (– 60.489 euros, soit 8,38 %).

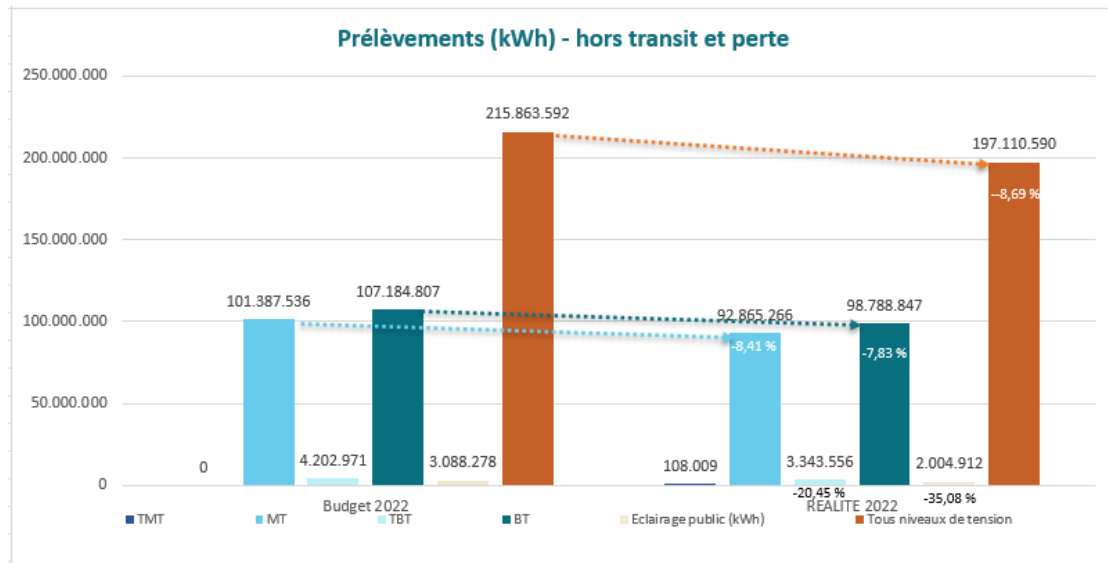
Ces diminutions s'expliquent également par une **baisse des volumes prélevés** (cf. ci-dessous) sur ces niveaux de tension.

GRAPHIQUE 14 DETAIL DU SOLDE REGULATOIRE 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 2022, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 15 VOLUMES DE PRELEVEMENTS BUDGETES ET REELS 2022 (HORS TRANSIT ET PERTE)



Les principales variations entre les volumes de prélèvement budgétés et les volumes de prélèvement réels pour l'exercice 2022 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 Gesves⁹, une très faible consommation apparaît sur ce niveau de tension.
- **Pour le niveau de tension MT (- 8,41 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenait pas compte des différentes baisses de volumes qui sont liées en MT à l'arrêt complet des fours de la société « Lhoist » avec comme conséquence une réduction des volumes prélevés.
- **Pour le niveau de tension T-BT (- 20,45 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenait pas compte de la diminution significative des utilisateurs du réseau de distribution (Carneuse et Puratos) ont également significativement réduit leur consommation.
- **Pour le niveau de tension BT (- 7,83 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016 et ne tenait pas compte de l'installation massive de panneaux photovoltaïques avec comme corollaire une réduction de la consommation.
- **Pour l'éclairage public (-35,08 %)** : 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 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.

⁹ 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

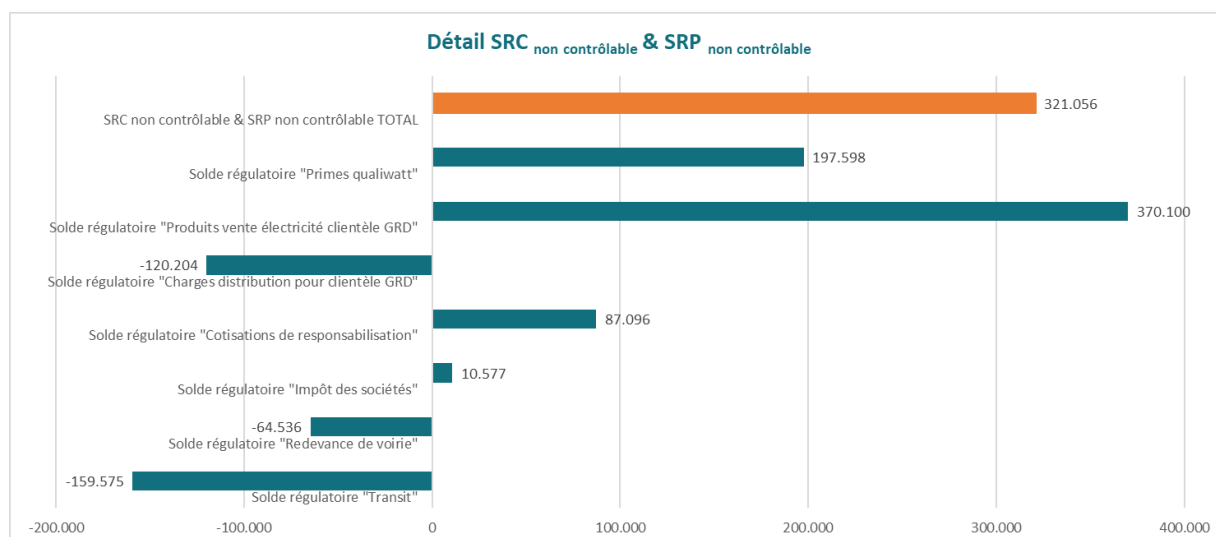
8.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non-contrôlables (SRC non contrôlables et SRP non contrôlables)

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 **+ 321.056 euros** pour l'année 2022. Le graphique ci-dessous détaille le SRC_{non-contrôlables} et le SRP_{non-contrôlables} :

GRAPHIQUE 16 DETAIL SOLDE REGULATOIRE SRC NON CONTROLABLES & SRP NON CONTROLABLES



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

- 1° Primes « Qualiwatt » versées aux utilisateurs de réseau ;
- 2° 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 ;
- 3° Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre dont une partie de produit en diminution des coûts provient des montants pris en charge par la Région wallonne pour l'octroi du statut de client protégé conjoncturel.
- 4° Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL ;
- 5° L'augmentation des charges émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD.

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.

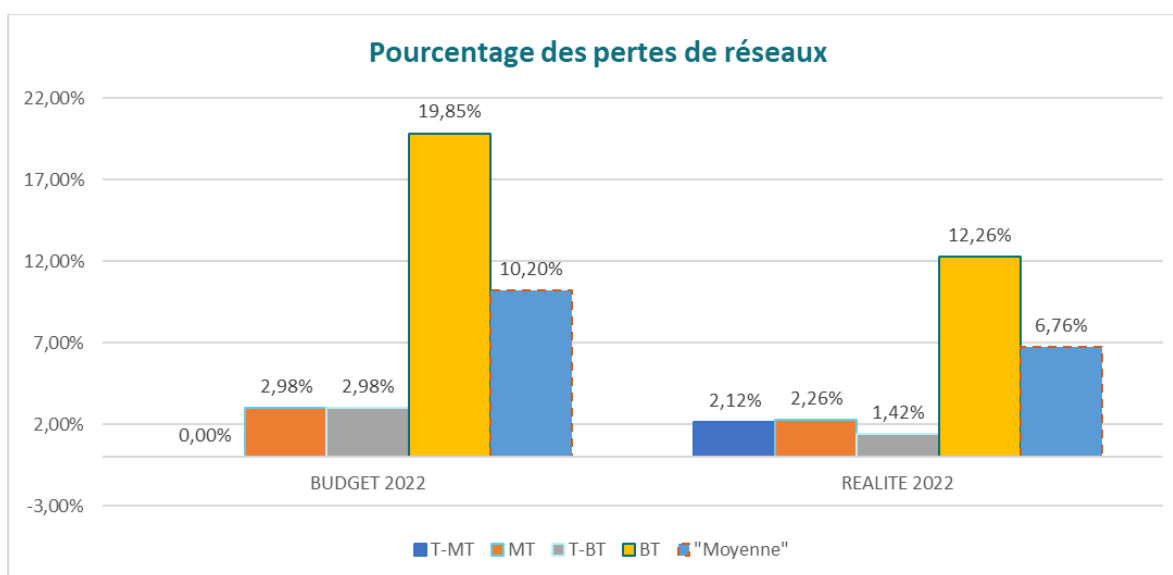
Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2022 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à **305.148 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **légère diminution du prix unitaire moyen d'achat d'électricité** (-7,48 %). 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** (- 21,08 %) par rapport aux volumes budgétés. Ces derniers ne tenaient effectivement pas compte du mauvais réglage d'un 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 2022, 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 ECART ENTRE LES VOLUMES DE PERTE BUDGETES ET REELS



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 85,72 % des volumes de pertes en 2022.

Sur la base des volumes de prélèvements réel 2022, les pourcentages de perte par niveau de tension sont estimés à 2,12 % des volumes prélevés pour le niveau T-MT, à 2,26 % pour le niveau MT et à 1,42 % 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 2022 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 **2.987 euros**.

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 2022 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 **+10.195 euros**.

Cet écart s'explique exclusivement par une nette **diminution du nombre de certificats verts (-48 %)**. L'AIEG ayant historiquement acheté plus de certificats verts que nécessaire, elle dispose donc d'un stock non apuré au 31 décembre 2021 ce qui explique qu'elle en a acheté moins en 2022.

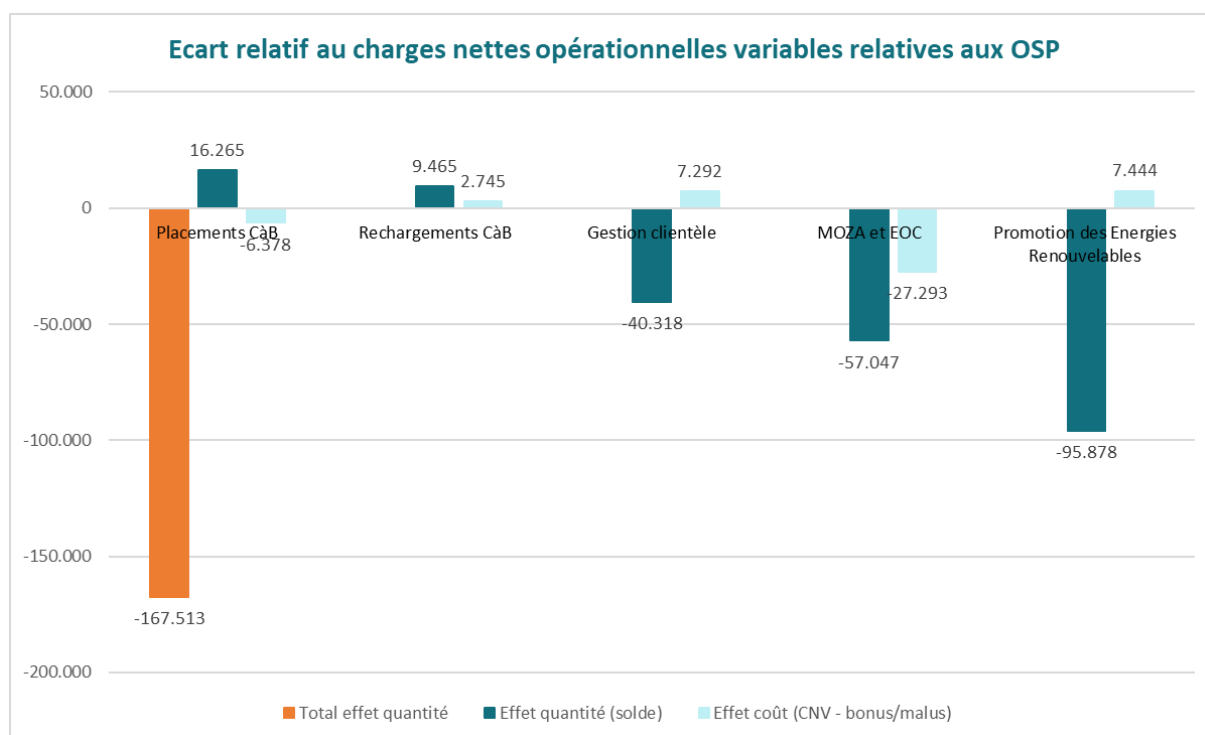
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement CàB})

Comme stipulé au point 6.2.4 ci-dessus, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire doit se faire de manière concomitante avec le MIG6. Celui-ci ayant été mis en production fin 2021, 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 2022.

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 **-167.513 euros constituant une créance** tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 18 DETAIL DE L'ECART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES 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 client alimenté qui a été mal estimé lors de l'élaboration des budgets 2019-2023 et qui est largement supérieur en 2022 (+ 40,81 %) 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 2022 (+ 94,86 %) 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 dossier « qualiwatt » et « solwatt » en très forte augmentation en 2022 (+ 63 % par rapport au réel 2021) et largement supérieur à la variable budgétée (+ 181 %) notamment suite à l'augmentation du nombre d'installations photovoltaïques et au fait que la variable rapportée recouvre l'ensemble des dossier 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 01.01.2022 à **43.669.854 euros** et au 31.12.2022 à **44.014.441 euros sans tenir compte des actifs relatifs au déploiement des compteurs communicants (projet spécifique)**.

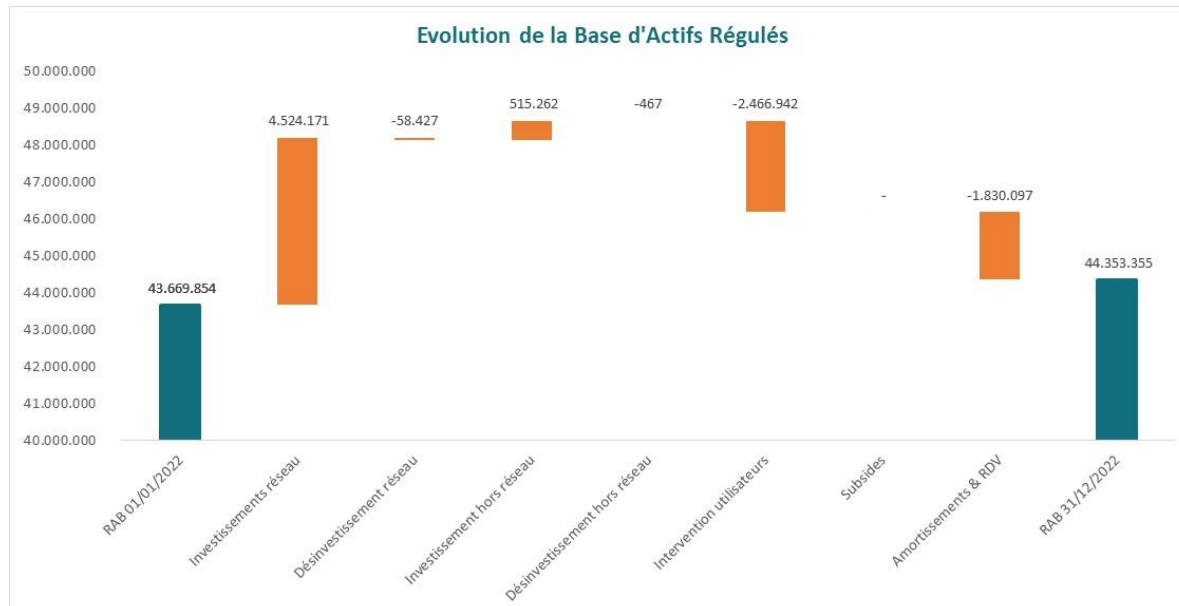
Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé relatif au **déploiement des compteurs** communicants (projet spécifique) au 01.01.2022 à **0 euro** et au 31.12.2022 à **338.914 euros**.

Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé 'total' au 01.01.2022 à **43.669.854 euros** et au 31.12.2022 à **44.353.355 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 2022 (y inclus les actifs relatifs au déploiement des compteurs communicants), calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **44.011.604 euros**. La valeur moyenne de la RAB budgétée pour l'année 2022, s'élevait, quant à elle, à **44.735.188 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 EVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS

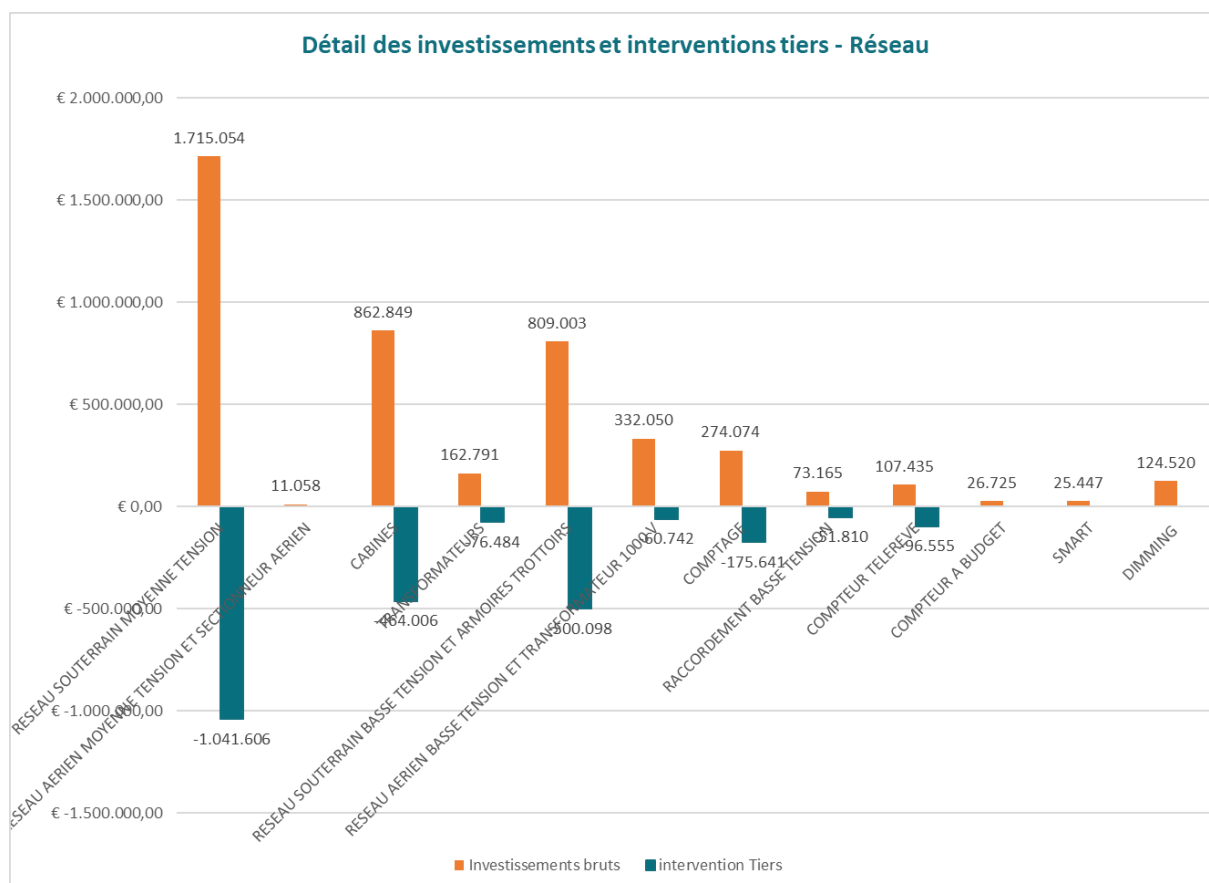


Les investissements réseau de l'année 2022 ont été réconciliés au plan d'adaptation 2023-2027. Contrairement à l'exercice 2021, lors de cette réconciliation la CWaPE a constaté que les éléments rapportés dans le cadre de l'activité régulée sont effectivement réconciliés et ne tiennent pas compte des bâtiments techniques, de l'éclairage public et des investissements réalisés sur le réseau de Namur dont ORES est désigné en tant que gestionnaire de réseau de distribution.

Les investissements réseau bruts et les interventions tiers réalisés sont largement supérieurs aux investissements bruts et aux interventions tiers budgétés respectivement + **1.851.298 euros (soit + 69 %)** et + **1.903.942 euros (soit + 338 %)**. 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 tiers¹⁰ y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 20 DETAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS TIERS - RESEAU



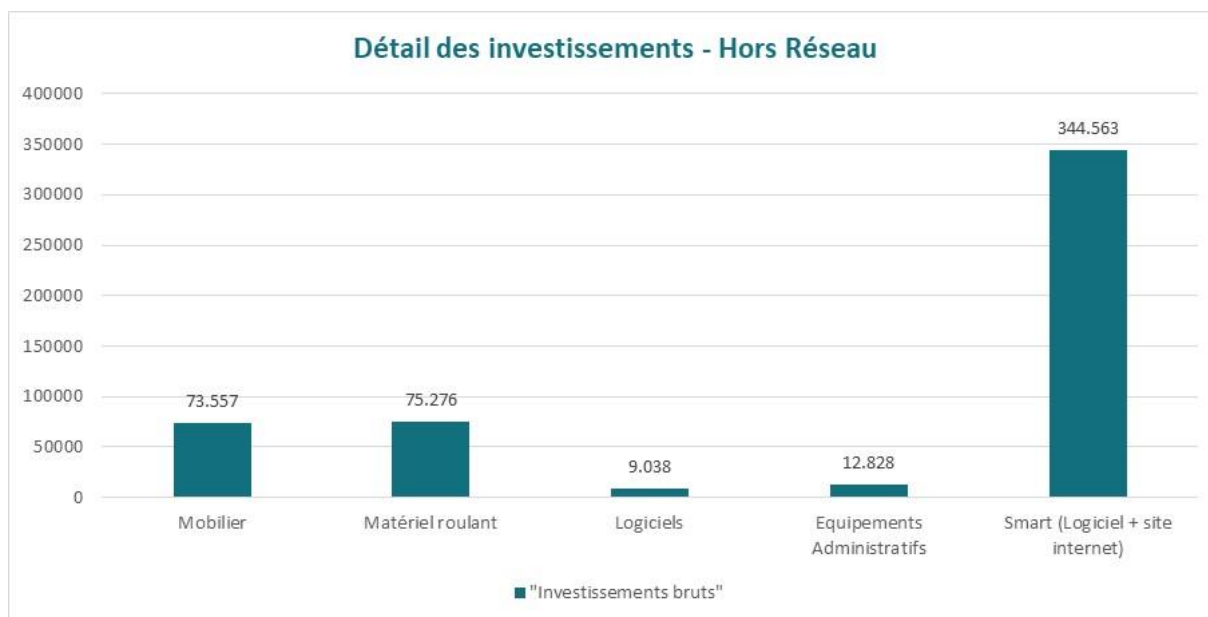
Les investissements **hors réseau** concernent majoritairement :

- Du mobilier (73.557 euros) constitué par une presse à sertir et un groupe électrogène et du matériel roulant (75.726 euros) constitué d'un transporteur, d'une remorque et de l'aménagement d'un camion ; et
- Des investissements liés au déploiement des compteurs communicants (344.563 euros), principalement le logiciel de gestion et la création d'un site Web.

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

¹⁰ Il peut y avoir un décalage entre l'intervention tiers et l'investissement expliquant que les interventions tiers sont supérieures aux investissements.

GRAPHIQUE 21 DETAIL DES INVESTISSEMENTS – HORS RESEAU



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 1.776.922 euros pour la RAB hors investissements relatifs au projet spécifique, auquel il faut ajouter un montant de 6.868 euros pour les investissements relatifs au projet spécifique et 285.007 euros au titre de marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves, soit une marge bénéficiaire équitable totale de 2.068.798 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 2022, il s'élève à **36.195 euros** et constitue une **dette tarifaire** à l'égard des utilisateurs du réseau.

TABLEAU 8 EVOLUTION RAB BUDGETEE ET REELLE & IMPACT SUR LE SOLDE REGULATOIRE

	RAB moyenne budgétée - 2022	RAB moyenne réelle - 2022	ECART BUDGET 2022 - REALITE 2022
Base d'actifs régulés	44.735.188	43.842.147	-893.040
MBE hors Gesves	1.813.117	1.776.922	36.195
Gesves	285.007	-741.198	1.026.205
MBE Totale	2.098.125	1.035.724	

Solde réglementaire

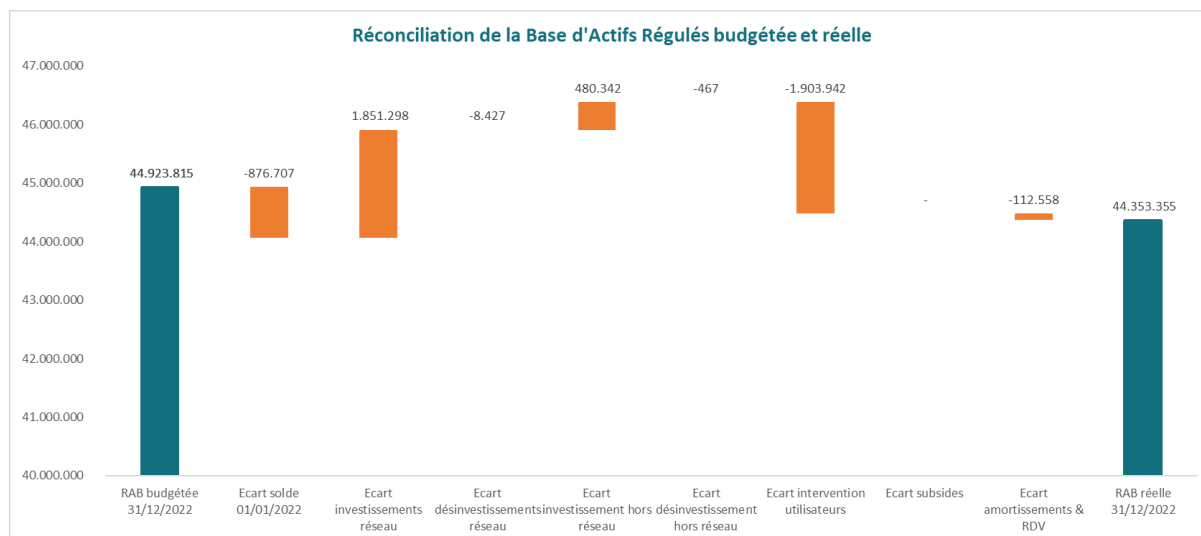
Le solde réglementaire relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la **variation de la base d'actifs régulés** budgétée par rapport à la base d'actifs régulés réelle. Cette variation est due :

- d'une part à un **décalage entre les montants pris en considération pour l'établissement du budget 2022** (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 2022 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 2018¹¹. La proposition de revenu autorisé 2019-2023 ayant été déposée début 2018¹², 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 budgétés pour l'année 2022 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 relative 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.

¹¹ 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.

¹² 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 budgété sur la période 2022 et 2023**.

En date du 22 décembre 2022, la CWaPE a approuvé la demande de révision du revenu autorisé 2022 de l'AIEG (décision CD-22I22-CwaPE-0716) augmentant ainsi le revenu autorisé 2022 de 883.499,97 euros. Cette augmentation est constituée :

- D'une part de l'indexation du revenu autorisé 2022 d'un montant de 349.137,88 euros ; et
- **D'autre part de l'intégration de la créance tarifaire pour les projets spécifiques dont le montant de 741.198,06 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 convenu¹³.

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 ».

¹³ 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 2022, l'AIEG comptabilise un solde régulateur (dette tarifaire) de **172.038 euros** au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs communicants. En effet, l'AIEG a placé 265 compteurs communicants électricité alors qu'il prévoyait initialement d'en placer 1690 en 2022.

Le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève au 31/12/2022 à 265 alors que l'AIEG avait prévu que le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève à 1.690 au 31/12/2022.

TABLEAU 9 DETAIL DU SOLDE RELATIF AUX CHARGES NETTES VARIABLES RELATIVES AUX PROJETS SPECIFIQUES

	BUDGET	REALITE	ECART BUDGET - REALITE	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs cumulés	48.732	87.134,02	-38.402	41.091	
Charges nettes variables fonction du nombre de compteurs annuels	155.299	21.334	133.965	130.947	
Nombre compteurs intelligents placés	1.690	265			
BAU	1.690	265			
hors BAU					
Nombre cumulé compteurs intelligents hors BAU placés	1.690	265			
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	28,84	328,81	-299,97		-79.493
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	91,89	80,51	11,39		3.018
Charges nettes fixes	537.167	442.013	95.154		95.154
TOTAL	741.198	550.481	190.717	172.038	18.679

9. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE 2022

9.1. Affectation du solde régulateur de distribution pour l'exercice d'exploitation 2022

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2022 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.

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2022 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution. A la suite de cette concertation avec la CWaPE, l'AIEG propose de postposer la décision d'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2022 lors de la détermination des tarifs de distribution des années 2025 à 2029.

9.2. Solde régulateur cumulé pour la période 2008-2022

Sur 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 %.

Sur la base des acomptes et des affectations exposés ci-dessus, un montant de + 98.170 euros des soldes régulateurs cumulés de distribution 2008-2022 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 jusque 2021 seront entièrement apurés pour le 31 décembre 2024. La décision d'affectation du solde régulateur de l'année 2022 est quant à elle postposée lors de la détermination des revenus autorisés des années 2025 à 2029.

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

TABLEAU 10 AFFECTATION DES SOLDES REGULATOIRES – ANNEE 2008 A 2022

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total solde régulateur	- 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
Montant déjà affectés dans les tarifs de distribution															
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-
2019	7.948	22.319	- 61.689	- 59.398	- 86.418	- 16.060	- 60.530	- 481.261	361.507	-	-	-	-	-	-
2020	7.948	22.319	- 61.689	- 59.398	- 86.418	- 16.060	- 60.530	- 481.261	361.507	80.191	236.352	-	-	-	-
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	-	- 62.941	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	203.861	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	203.861	-
Solde régulateur non affecté	8.640	36.433	46.876	32.701	83.819	91.826	78.556	- 378.850	0	-	-	-	- 125.881	203.861	- 42.750

10. DECISION RELATIVE AUX SOLDES 2022

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

Vu les articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, alinéa 2, et 16 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 2022 introduit par l'AIEG auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2023 ;

Vu les comptes annuels 2022 de l'AIEG accompagnés du procès-verbal du Conseil d'administration et des rapports destinés à l'Assemblée générale qui s'est tenue le 7 juin 2023, déposés à la CWaPE en date du 30 juin 2023 ;

Vu le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif « aux investissements et mises hors services » reçu en date du 30 novembre 2023 ;

Vu le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif d'une part « au bilan et au compte de résultat de l'activité régulée » et d'autre part « aux règles d'évaluation et d'activation des frais indirects » reçu en date du 30 novembre 2023 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau de distribution en date du 30 novembre 2023 à la suite de la demande de la CWaPE du 29 août 2023 ;

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 30 novembre 2023 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* mis à jour et transmis à la CWaPE le 30 novembre 2023 ;

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2022 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 2022 rapporté par le gestionnaire de réseau de distribution au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 30 novembre 2023.

Le solde régulateur de l'année 2022 est un actif régulateur qui s'élève à -42.749,53 euros.

10.2. Affectation des soldes régulateurs

La CWaPE décide que l'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2022 de l'AIEG sera déterminée ultérieurement lors de l'approbation des tarifs de distribution 2025-2029 de l'AIEG.

11. VOIES DE RECOURS

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

En vertu de l'article 50bis du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la présente décision peut également, sans préjudice des voies de recours ordinaires, 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 suspendu à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50ter, alinéa 2, 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 2022

Date du document : 30/01/2024

DÉCISION

CD-24a30-CWaPE-0871

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2022

ANNEXE I : EVOLUTION DU REVENU AUTORISE

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1er, alinéa 2, et 16 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. EVOLUTION DU REVENU AUTORISE

1.1. Evolution du revenu autorisé 2021-2022

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* daté du 30 novembre 2023, le revenu autorisé réel de l'année 2022 est de **10.812.082 euros** (sans tenir compte de l'acompte pour les soldes régulatoires), soit en **hausse de 16,40 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2021**.

L'évolution du revenu autorisé réel entre 2021 et 2022 s'explique principalement par les éléments suivants :

GRAPHIQUE 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE 2021-2022



Les principales variations entre 2021 et 2022 s'expliquent par :

- **Processus de réconciliation + 127.745 euros, soit 9 % de la variation 2021-2022** : Les volumes de réconciliation ont fortement augmenté entre 2021 et 2022 (+ 1649 %), partiellement compensé par une baisse du coût unitaire (-10 %).
- **Charges d'amortissement (+ 107.441 euros, soit 7 % de la variation 2021-2022)** : Cette évolution provient essentiellement de l'évolution de la base d'actifs régulés au cours de la période 2021-2022.
- **Coûts contrôlables + 547.519 euros, soit 38 % de la variation 2021-2022** : L'augmentation significative des charges contrôlables s'explique par :

	Réel 2021	Réel 2022	Variation	Explication
Approvisionnement et marchandises	1.779.164,74	2.204.601,92	425.437,18	(1) L'augmentation de la production immobilisée entraîne une augmentation des approvisionnements et des coûts relatifs aux sous-traitants provision pour surcoût à payer en 2023 pour l'achat d'électricité pour couvrir les pertes 2023 comptabilisée en 2022
Services et biens divers	3.579.793,66	3.963.173,01	383.379,35	
Coûts informatiques	1.523.308,65	1.599.706,46	76.397,81	
Coûts relatifs aux entrepreneurs sous-traitants	1.404.999,08	1.698.841,26	293.842,19	(1) L'augmentation de la production immobilisée entraîne une augmentation des approvisionnements et des coûts relatifs aux sous-traitants
Coûts de location et d'entretien des bâtiments	193.709,91	234.039,07	40.329,16	
Coûts relatifs aux assurances	91.916,29	73.723,65	- 18.192,64	
Coûts relatifs aux honoraires de tiers (comptable, réviseurs, avocats, consultants, ...)	87.023,32	69.290,40	- 17.732,92	
Emoluments et jetons de présence des administrateurs	65.062,34	66.147,06	1.084,73	
Consommation Energie, eau, téléphone, fax	151.151,58	167.193,07	16.041,49	
Séminaire, journée d'études, frais de voyage et de séjour	9.233,45	10.001,28	767,84	
Publicités, réceptions et représentation, Personnel Intérimaire	4.241,32	34.910,27	30.668,95	
Autres Biens et Services divers	49.147,73	9.320,47	- 39.827,26	
Rémunérations, charges sociales et pensions	2.395.203,11	2.730.701,13	335.498,01	
Rémunérations brutes	1.781.245,80	2.023.449,36	242.203,56	
Avantages extra-légaux	40.165,72	43.986,89	3.821,16	Indexations liées à l'inflation et indexations barémiques annuelles
Cotisations patronales	513.291,26	583.797,36	70.506,10	
Autres charges sociales et salariales	60.500,33	79.467,52	18.967,19	
Autres charges d'exploitation	135.012,45	31.679,84	- 103.332,61	Diminution des réduction de valeur sur stock et créances commerciales
Produits d'exploitation	- 1.187.594,76	- 920.975,54	266.619,22	
Produits issus des tarifs non périodiques (signe négatif)	- 288.256,58	- 287.598,58	658,00	Diminution de la régularisation erreur allocation RESA, rectifications des produits du timbre, récupération d'une quote-part du précompte professionnel
Autres produits d'exploitation (signe négatif)	- 899.338,18	- 633.376,96	265.961,22	
Activation des coûts (signe négatif)	- 3.663.540,73	- 4.524.169,48	- 860.628,75	(1) L'augmentation de la production immobilisée entraîne une augmentation des approvisionnements et des coûts relatifs aux sous-traitants
Charges financières hors intérêts sur les financements	12.034,65	11.284,49	- 750,17	
Charges nettes hors charges nettes liées aux immobilisations	3.050.073,12	3.496.295,36	446.222,23	
Plus-value sur la réalisation des actifs régulés (signe négatif)	-	-	-	
Moins-values sur la réalisation des actifs régulés	- 63.737,07	37.559,87	101.296,94	
Charges nettes contrôlables	2.986.336,05	3.533.855,22	547.519,17	

■ **Coûts des obligations de service public (- 122.632 euros, soit - 8 % de la variation 2021-2022) :**

Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement				Explication
	Réel 2021	Réel 2022	Variation	
Gestion des rechargements des compteurs à budget	88.322,74	31.258,96	- 57.063,78	Diminution à la suite du développement « one shot » de Talexus en 2021
Eclairage public	202.055,20	179.439,28	- 22.615,92	Diminution des coûts d'entretien à la suite du remplacement progressif de l'éclairage public

Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement				Explication	
	Réel 2021	Réel 2022	Variation	Evolution variable	Evolution Coût unitaire
Gestion des placements des compteurs à budget	35.153,37	37.855,50	2.702,13	8%	0%
Gestion des rechargements des compteurs à budget	30.272,98	38.912,98	8.640,01	-12%	46%
Gestion de la clientèle	119.752,83	131.817,52	12.064,68	14%	-4%
Déménagements problématiques (MOZA) et fins de contrat (EOC)	63.407,23	144.479,13	81.071,90	112%	8%
Charges nettes liées à la promotion des Energies Renouvelables	82.835,66	141.527,81	58.692,15	63%	5%

Charges et produits non contrôlables - OSP				Explication	
	Réel 2021	Réel 2022	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	92.943	77.420	- 15.522,98	-8%	-10%
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	122.965	120.204	- 2.761,12	-8%	6%
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	-461.283	-581.701	-120.417,89	4%	21%
Charges d'achat des certificats verts	9.980	10.855	875,00	11%	-2%
Primes « Quali watt » versées aux utilisateurs de réseau	133.298	65.002	- 68.296,05	-47%	-9%

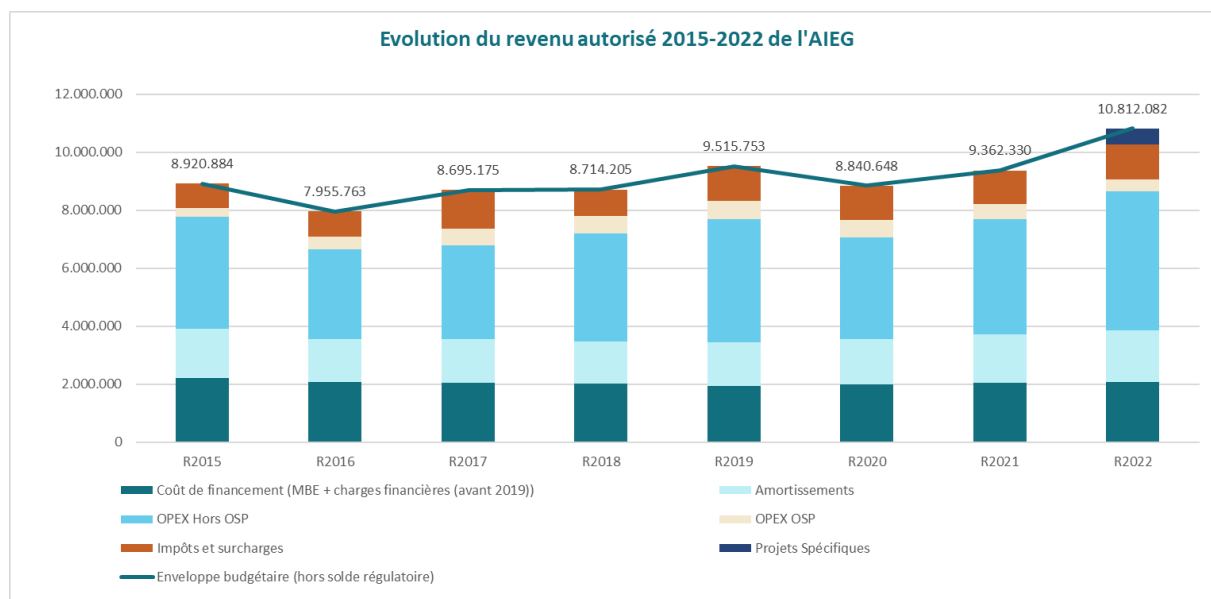
■ **Charges nettes relatives aux projets spécifiques (+550.481 euros, soit 38 % de la variation 2021-2022)**

1.2. Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2022

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2015 et 2022 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 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE 2015-2022



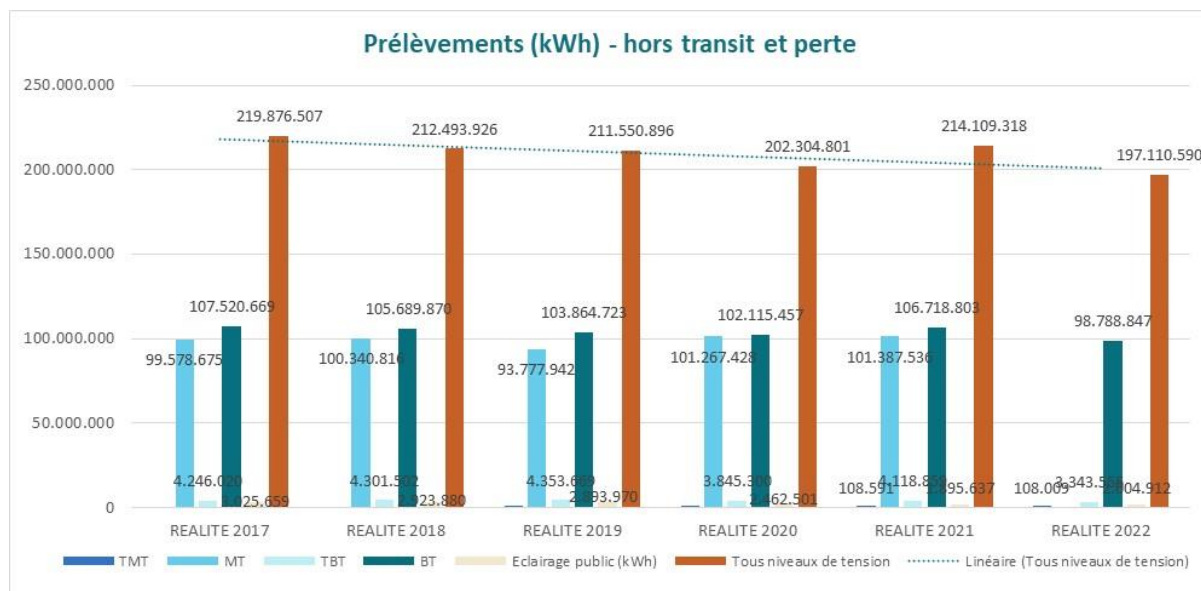
Le revenu autorisé de l'AIEG (hors solde réglementaire) s'élève au 31 décembre 2022 à 10.812.082 euros.

Globalement, ce revenu a augmenté de 1.891.198 euros sur la période 2015-2022, soit une hausse de + 21,20 %.

2. EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2017 ET 2022

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2017 et l'année 2022 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT 2017-2022



Les volumes de prélèvement totaux de l'AIEG s'élèvent au 31 décembre 2022 à 197.110.590 kWh.

Globalement, ces volumes de prélèvement totaux ont diminués de 22.765.918 kWh sur la période 2017-2022, soit une baisse de -10,35 %.