

Date du document : 02/02/2023

DÉCISION

CD-23b02-CWaPE-0724

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2021

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 2021.....</i>	5
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2021.....</i>	5
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde réglementaire relatif à l'année 2021.....</i>	6
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	7
3.	RESERVE GENERALE.....	9
4.	CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES.....	10
5.	ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2021.....	12
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.....	18
6.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables.....</i>	20
6.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique.....	20
6.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre.....	20
6.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts.....	20
6.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget.....	20
6.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux projets spécifiques.....</i>	21
7.	RESULTAT ANNUEL.....	22
8.	SOLDES REGULATOIRES.....	25
8.1.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume}).....</i>	25
8.2.	<i>Détail du solde réglementaire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables.....</i>	29
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}).....	29
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}).....	30
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}).....	31
8.2.4.	Détail du solde réglementaire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR _{achat Cv}).....	31
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}).....	31
8.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP}).....</i>	32
8.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable}).....</i>	33
8.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes variables relatives aux projets spécifiques (SR_{projets spécifiques}).....</i>	36
9.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE 2021.....	38
9.1.	<i>Affectation du solde réglementaire de distribution pour l'exercice d'exploitation 2021.....</i>	38
9.2.	<i>Solde réglementaire cumulé pour la période 2008-2021.....</i>	38
9.3.	<i>Révision du tarif pour les soldes réglementaires.....</i>	40
10.	DECISION RELATIVE AUX SOLDES 2021.....	41
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 2021	12
Graphique 2	Bonus/malus	13
Graphique 3	Bonus/malus relatif aux CNC _{autres} – année 2021	14
Graphique 4	Bonus/malus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2021	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	22
Graphique 9	Composition du résultat tarifaire	23
Graphique 10	Résultats comptables par nature	24
Graphique 11	Solde régulateur	25
Graphique 12	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques	26
Graphique 13	Détail du solde régulateur relatif au terme capacitaire	27
Graphique 14	Détail du solde régulateur relatif au terme proportionnel	27
Graphique 15	volumes de prélèvements budgétés et réels 2020 (hors transit et perte)	28
Graphique 16	Détail solde régulateur SRC _{non contrôlables} & SRP _{non contrôlables}	29
Graphique 17	Ecart entre les volumes de perte budgétés et réels	30
Graphique 18	Détail de l’écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public	32
Graphique 19	Evolution de la Base d’Actifs Régulés	33
Graphique 20	Détail des investissements et interventions tiers - Réseau	34
Graphique 21	Détail des investissements – Hors Réseau	35
Graphique 22	Réconciliation de la Base d’Actifs Régulés budgétée et réelle	36

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 de la marge bénéficiaire équitable	22
Tableau 5	Résultat, dividendes et payout ratio	24
Tableau 6	Détail du solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques	26
Tableau 7	Evolution RAB budgétée et réelle & impact sur le solde régulateur	35
Tableau 8	Affectation des soldes régulateurs – année 2008 à 2021	39

1. BASE LEGALE

1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2021

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 2021

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 2021 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 2021

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 20 janvier 2022, 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.
2. En date du 24 janvier 2022, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif à la méthodologie tarifaire gaz et électricité – période réglementaire 2024-2028 – 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* 2021.
3. En date du 30 juin 2022, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex post* de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2021 ainsi les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2021 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
4. En date du 7 juillet 2022, 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 30 août 2022.
6. En date du 14 octobre 2022, 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 2021.
7. En date du 25 novembre 2022, la CWaPE a adressé une demande d'information et d'explication complémentaires au gestionnaire de réseau pour donner suite à l'analyse des réponses reçues en date du 14 octobre 2022.
8. En date du 1^{er} décembre 2022, la CWaPE a reçu les réponses aux questions complémentaires adressées par la CWaPE en date du 25 novembre 2022.
9. En date du 6 décembre 2022, à l'analyse de ces réponses complémentaires, la CWaPE a adressé une demande de procéder à deux corrections dans les montants tels que rapportés par l'AIEG dans son rapport du 14 octobre 2022.

10. En date du 8 décembre 2022, l'AIEG informait la CWaPE que dans le cadre du rapport tarifaire *ex post* 2021 et plus particulièrement des demandes de corrections demandées, la direction de l'AIEG les proposera à son prochain conseil d'administration. Dès lors, les informations relatives aux dossiers ne pourront être transmises qu'après approbation par le conseil d'administration de janvier 2023.
11. En date du 22 décembre 2023, conformément à l'article 16, § 7, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE et l'AIEG adaptaient d'un commun accord le calendrier prévu aux paragraphes 1^{er} à 6 du même article.
12. En date du 19 janvier 2023, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire *ex post* adapté de l'AIEG portant sur l'exercice d'exploitation 2021 et tenant compte des corrections demandées par la CWaPE en date du 6 décembre 2022.
13. 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 régulateur de l'année 2021 établi sur la base du rapport tarifaire *ex post* déposé le 19 janvier 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 2021, 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 19 janvier 2023 et portant sur l'exercice d'exploitation 2021, 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 11 et 1 du rapport tarifaire ex post donnent une image fidèle de la situation et de la performance financière de l'activité régulée de la SC AIEG au 31 décembre 2021 conformément aux dispositions relatives aux informations financières à produire selon la décision* » et « *A notre avis, les*

règles d'imputation et de répartition ont été respectées et les règles d'activation sont justifiées (et ne sont pas supérieures aux frais constatés) et elles ont été appliquées de manière constante durant l'exercice sous revue. ».

Pour l'année 2021, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni :

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

Bien que le Commissaire constate que : « L'inventaire technique est géré dans une base de données ACCESS. Nous notons que l'intégration des éléments acquis doit intervenir dans l'inventaire technique suite à l'expropriation. En effet, la SC AIEG n'a pas pu obtenir d'inventaire technique exhaustif, mais a par contre, obtenu un dossier justificatif de la valeur d'expropriation. Dès lors certaines désaffectations ne peuvent pas être enregistrées dans l'inventaire technique mais la SC AIEG est bien en mesure d'effectuer les désaffectations comptables. »

Le Commissaire conclut : « Au travers des identifications, des validations, des revues et vérifications effectuées, nous constatons que les mises hors service et les investissements sont effectués conformément aux lignes directrices et à la notice méthodologique tenant compte des remarques reprises ci-dessus. ».

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 2021

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2021 et approuvé par la CWaPE en date du 29 mai 2018 s'élevait à 10.062.757 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 2019 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 2021.

Par conséquent, le revenu autorisé budgété pour l'année 2021 mis à jour avec l'affectation des soldes 2017 à 2019 s'élève à 9.817.428 euros.

Le revenu autorisé réel de l'année 2021 s'élève 9.490.582 euros.

L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2021 s'élève à 326.846 euros, auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution d'un montant de - 438.464 euros. L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2021 s'élève à - **111.618 euros** (soit 1,14 % du revenu autorisé budgété) constitué d'une **dette de 407.721,08 euros** et d'un **malus de - 519.339,20 euros**.

GRAPHIQUE 1 ECART GLOBAL – ANNEE 2021

	BUDGET 2021	REALITE 2021	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	4.743.036	5.294.355	- 551.319	- 31.980	- 519.339
Charges nettes contrôlables hors OSP	4.165.735	4.575.803	- 410.068		- 410.068
Charges nettes contrôlables OSP	577.301	718.552	- 141.251	- 31.980	- 109.271
Charges et produits non-contrôlables	2.861.155	2.021.443	839.712	839.712	-
Hors OSP	2.709.654	2.123.539	586.115	586.115	-
OSP	151.501	102.096	253.597	253.597	-
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	-	-	-	-	-
Marge équitable	2.084.984	2.046.532	38.453	38.453	-
Hors OSP	2.082.671	2.044.412	38.259	38.259	
OSP	2.313	2.120	193	193	
Quote-part des soldes régulateurs années précédentes	128.253	128.253	-	-	
Sous-Total	9.817.428	9.490.582	326.846	846.185	- 519.339
Chiffre d'affaires (signe négatif)					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	- 731.115	- 724.941	- 6.174	- 6.174	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	- 592.979	- 588.090	- 4.889	- 4.889	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	- 651.303	- 645.805	- 5.498	- 5.498	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-	-	-	-	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulateurs	- 128.253	- 126.434	- 1.819	- 1.819	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	- 17.484	- 16.958	- 526	- 526	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	- 17.140	- 17.656	516	516	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	- 7.679.154	- 7.259.081	- 420.073	- 420.073	
Sous-Total	- 9.817.428	- 9.378.964	- 438.464	- 438.464	
TOTAL	0	111.618	- 111.618	407.721,08	- 519.339,20

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

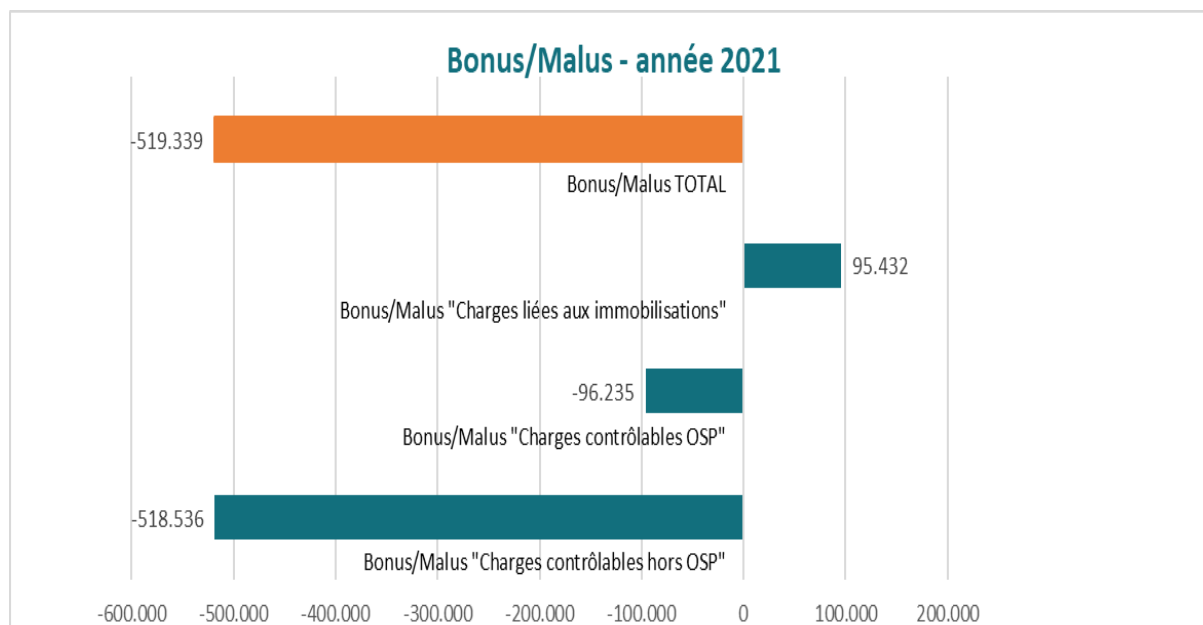
6. BONUS/MALUS

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

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

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

GRAPHIQUE 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 :

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

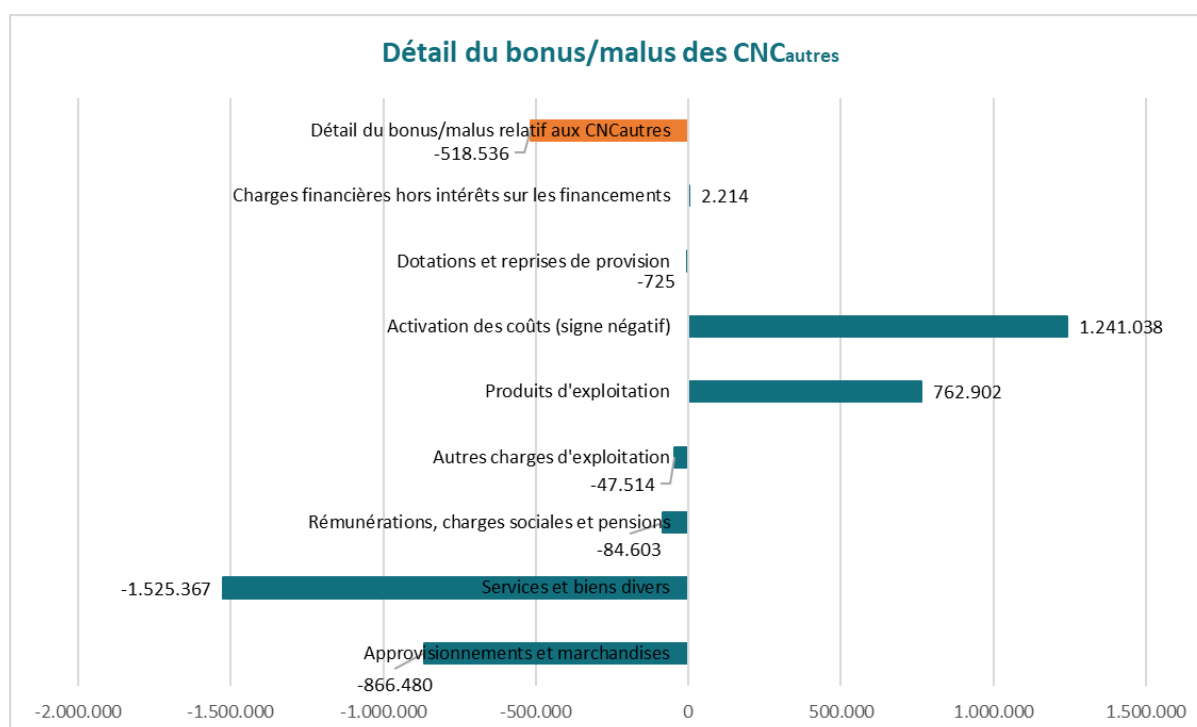
Avec :

- $\text{CNC}_{\text{autres}}$ = 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 2021, les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations s'élevaient à 3.050.073 euros contre un montant budgété de 2.531.537 euros, soit un **malus de – 518.536 euros** (99,85 % du bonus 2021 de l'AIEG).

GRAPHIQUE 3 BONUS/MALUS RELATIF AUX $\text{CNC}_{\text{AUTRES}}$ – ANNEE 2021



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 2021, ce malus provient notamment :

- 1° Des **approvisionnements et marchandises** en hausse de + 866.480 euros par rapport aux montants budgétés, notamment suite à une forte augmentation de la production immobilisée (voir ci-dessous) ;
- 2° Des **services et biens divers** en très nette augmentation (+ 1.525.367 euros) par rapport aux montants budgétés suite notamment à :
 1. Une **hausse marquée des frais informatiques** (+ 1.000.187 euros soit 65,57 % 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 (86,43 % 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.
 2. Un écart significatif pour les **coûts relatifs aux entrepreneurs et sous-traitants** (+ 549.332 euros, soit 36,01 % 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° Une très forte augmentation des **produits d'exploitation** (+ 762.902 euros) provenant :
 1. De montants budgétés pour 2021 qui ne tenaient pas compte des produits divers tels que :
 - Des récupérations diverses telles que des créances irrécouvrables ou des frais administratifs divers (79.449 euros) ;
 - 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 (+ 248.609,79 euros).
 2. De la sous-estimation des factures (recettes budgétées) pour les prestations AREWAL (+ 65.310 euros) ;
 3. De matériel sur chantier qui a été placé sur les chantiers non encore clôturés et non valorisé dans l'inventaire (+ 117.697 euros) ;
 4. 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 les années 2020 et 2021 un montant de + 65.310,92 euros non budgété ;
- 4° L'**activation des coûts** (+ 1.241.038 euros) constitue un produit en hausse et diminue donc les malus de l'AIEG. L'analyse parallèle des approvisionnements et marchandises, des coûts relatifs aux entrepreneurs/sous-traitants et des frais activés aboutit pour 2021 à une 'charge' nette de 150.775 euros.

- 5° Enfin, à titre informatif, la CWaPE note que les **rémunérations, charges sociales et pensions** restent stables et en adéquation avec les montants budgétés (-84.603 euros, - 3,66 % par rapport au montant budgété).

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

Au 31 décembre 2021, les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public s'élèvent à 718.552 euros contre un montant budgété de 577.301 euros. Comme précisé dans la méthodologie tarifaire :

- 1° La totalité de l'écart relatif aux charges nettes fixes relatives aux obligations de service public constitue un bonus/malus¹ (en l'occurrence un **malus de - 86.166 euros** pour l'AIEG, soit 20,77% 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/créance². Au 31 décembre 2021, un **malus de - 10.070 euros** a été rapporté (2,43 % du bonus) ;
- 3° L'écart relatif aux charges nettes liées aux immobilisations, y inclus les immobilisations propres aux obligations de service public³, constitue un bonus/malus (en l'occurrence un bonus de 95.432 euros (- 23,00 % du malus), dont un **malus de - 13.036 euros** concerne les obligations de service public (3,14 % 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 96.235 euros** (23,19 % du malus).

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

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

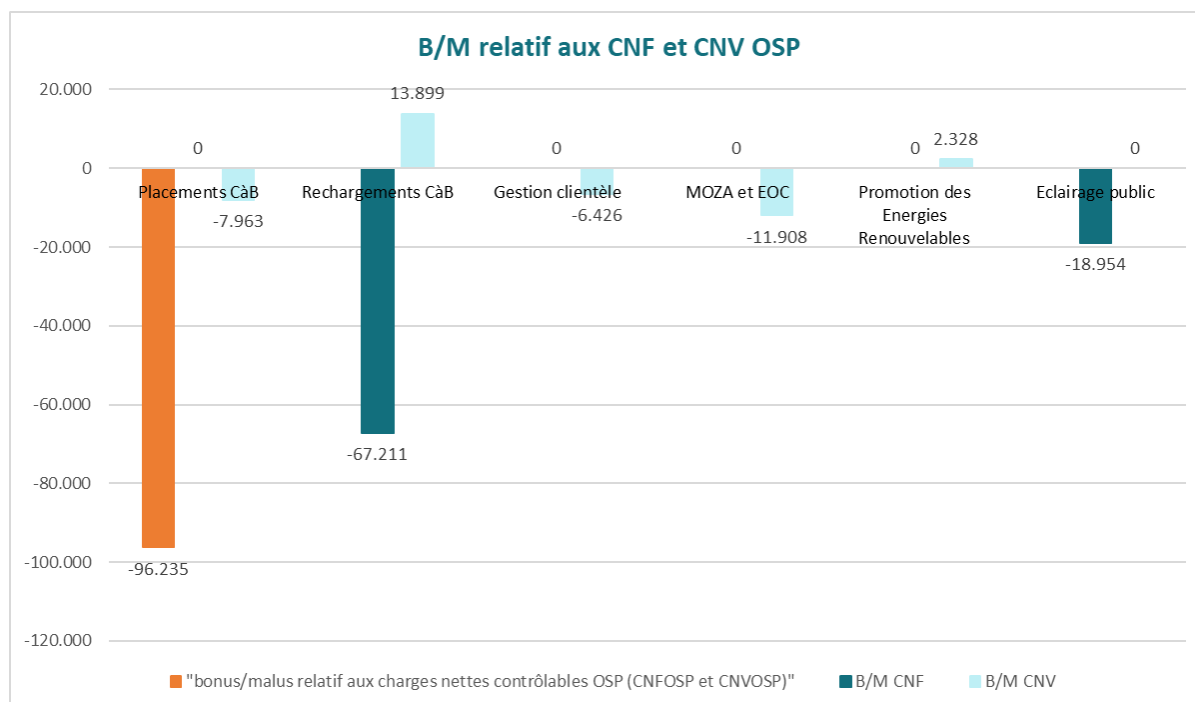
² Voir point 8 ci-dessous.

³ Ibidem 2.

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

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

GRAPHIQUE 4 BONUS/MALUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNEE 2021



Ce malus s'explique majoritairement (89,54 %) par les charges nettes fixes relatives aux obligations de service public,

- D'une part, étant donné le remplacement des compteurs à budget par des compteurs « Smart », un **développement** a été nécessaire pour que **Talexus** puisse continuer à fonctionner. Ces coûts ont donc été rapportés au titre de charges nettes fixes relatives au rechargement des compteurs à budget (50.998,76 euros HTVA) ;
- D'autre part par une **augmentation du coût de remplacement des armatures vapeurs mercure HP** (+ 26.910 euros).

Les charges nettes variables relatives aux obligations de service public représentent 10,46 % du malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP. Ce malus provient :

- D'une **augmentation du coût unitaire relatif au nombre de demandes de placement de compteurs à budget** introduites auprès de l'AIEG (+ 29,29 %) suite :
 - o d'une part à la révision à la hausse du coût horaire des prestations de l'AIEG précédemment déterminé en indexant les coûts 2019 et revu en 2021 pour déterminer un coût horaire réel recalculé sur base des coûts réels et des prestations 2021.
 - o D'autre part, à la très forte diminution du nombre de demandes introduites (- 38,81 %) par rapport du nombre de demandes budgétées.
- D'une **diminution du coût unitaire relatif au nombre de C&B pour lequel un rechargement est opéré au cours de la période concernées** (- 31,49 %) bien que l'AIEG ait procédé à la révision à la hausse du coût horaire de ses prestations, les prestations directement affectés au rechargement des compteurs à budget sont en diminution notamment à la suite d'une surestimation des variables budgétées (-7,17 %).
- 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 (+23,14 %) précédemment déterminé en indexant les coûts 2019 et revu en 2021 pour déterminer un coût horaire réel recalculé sur base des coûts réels et des prestations 2021.

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 95.432 euros** (-23,00 % du malus total).

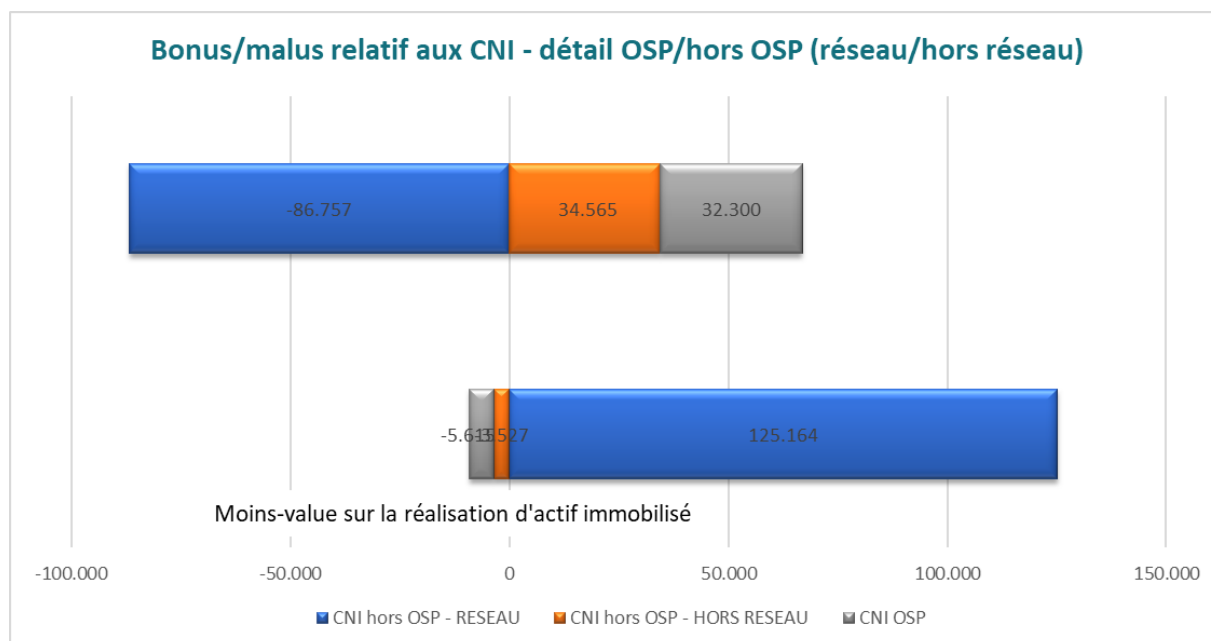
TABLEAU 2 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET 2021	REALITE 2021	ECART
Charges d'amortissement des actifs régulés	1.479.162	1.489.201	-10.040
Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values IRAB et indexation historique	103.449	100.265	3.183
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	51.587	-63.737	115.324
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	1.634.198	1.525.730	108.468
Gestion des compteurs à budget	81.764	49.667	32.097
Gestion des rechargements des compteurs à budget	0	0	0
Gestion de la clientèle	1.952	1.749	203
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	45.336	-45.336
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	83.716	96.752	-13.036
Bonus/Malus relatif aux CNI	1.717.914	1.622.482	95.432

Ce bonus est constitué des écarts relatifs :

- Aux moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés (+ 115.324 euros, soit 113,66 % du bonus lié aux CNI) réalisées principalement sur les actifs réseau hors OSP ;
- Aux charges d'amortissements (-23.076 euros soit -24,18 % du bonus liés aux CNI) ;
- Aux charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB (3.183 euros, soit 3,34 % du bonus lié aux CNI) normalement constantes, mais dont les budgets 2020-2023 constituent une indexation du budget 2019⁶.

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

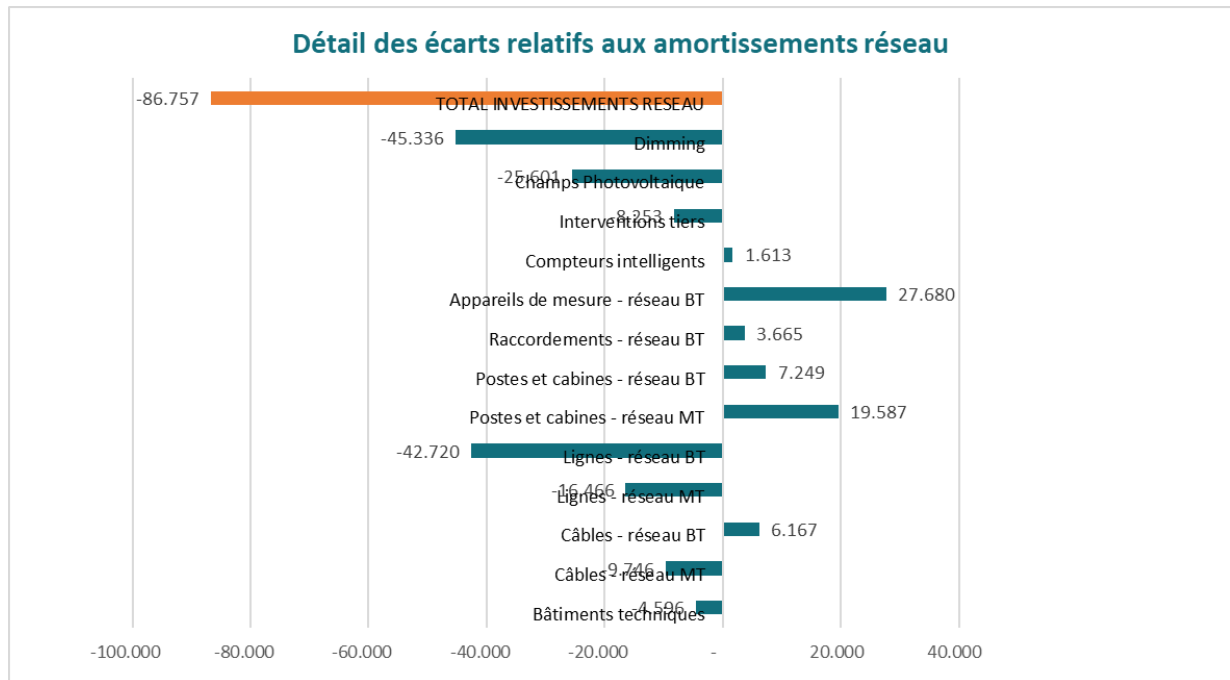


⁶ Article 48, § 2, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023.

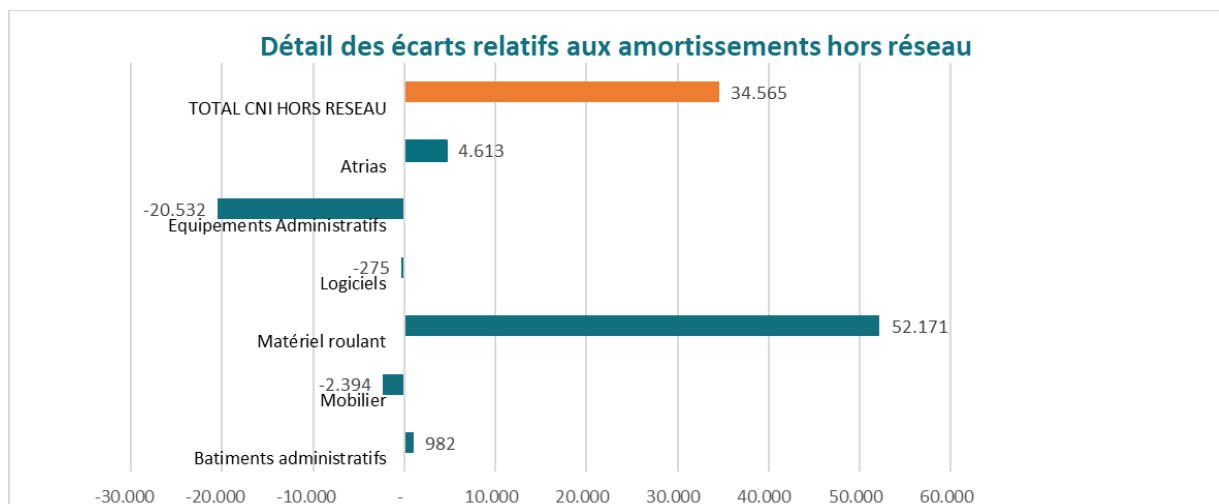
Comme on peut également le constater, le bonus lié aux charges d'amortissements provient de manière quasi proportionnelle des actifs réseau, hors réseau et OSP :

- **écart relatif aux amortissements des actifs immobilisés ne relevant pas des OSP et réseau (39,95 %)**, le bonus réalisé sur les moins-values sur la réalisation d'actifs immobilisés étant partiellement absorbé par un malus réalisé sur les amortissements ;
- **écart relatif aux amortissements des actifs immobilisés ne relevant pas des OSP et hors réseau (32.29 %)** ;
- **écart relatif aux amortissements des actifs immobilisés relevant pas des OSP (27,76 %)**.

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 2021 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 2021 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 2021 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 2021, le GRD n'a dès lors versé **aucune indemnité** aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget, le MIG6 n'étant entré en vigueur que fin de l'année 2021.

6.3. Détail du bonus/malus relatif aux 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.

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

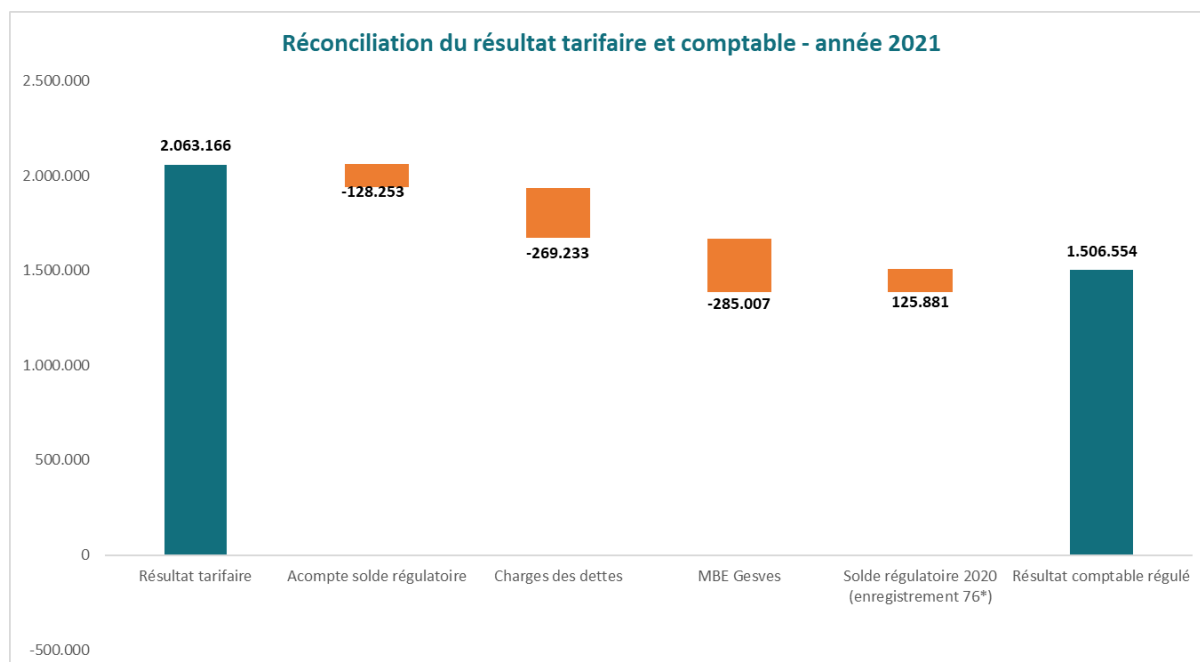
CHARGES NETTES RELATIVES AU PROJET DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS - ELECTRICITE						
	B 2019	B 2020	B 2021	B 2022	B 2023	B2019-2023
CNI réseau additionnelles	0	0	0	132.599	169.459	302.058
CNI IT additionnelles	0	0	0	34.052	35.035	69.087
Charges opérationnelles IT	0	0	0	255.186	72.202	327.388
Charges 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

Dans le courant de l'exercice 2021, l'AIEG n'a pas budgété de frais pour le déploiement des compteurs communicants. Il n'y a donc **pas d'écart** relatif aux projets spécifiques.

7. RESULTAT ANNUEL

Pour l'année 2021, 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 **2.063.166 euros**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève, quant à lui, à **1.506.554 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 2021 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 **2.046.532 euros** au 31 décembre 2021, à savoir :

TABLEAU 4 DETAIL DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE

Année 2021	
Coûts des fonds propres	1.135.864
Coût des dettes	625.661
MBE Gesves	285.007
Marge bénéficiaire équitable	2.046.532

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-régulée la gestion du réseau de 'Namur' pour compte d'ORES dont les frais (incluant une rémunération équivalente aux

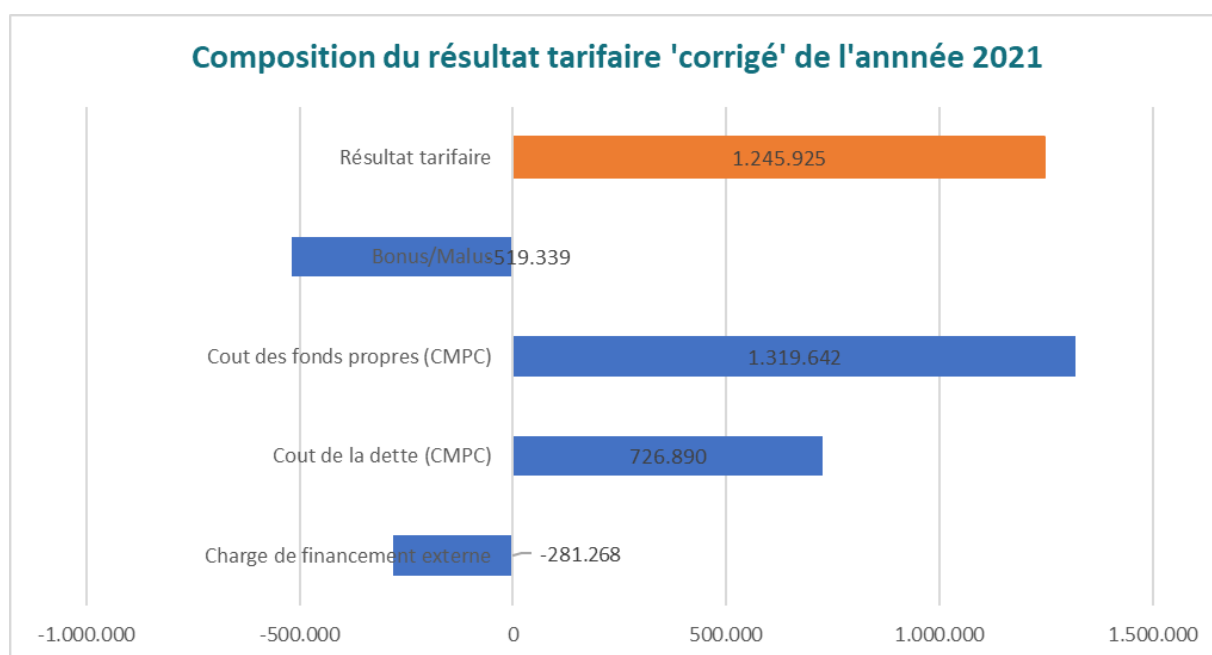
amortissements et aux dividendes) sont facturés à ORES. En contrepartie, l'AIEG ajoute à ses coûts, les frais supportés par ORES et facturés (rémunération équivalente aux amortissements et aux dividendes incluse) pour la gestion du réseau de Gesves. L'AIEG répartit le montant global facturé par ORES selon une clé de répartition similaire à ses propres activités, impliquant notamment l'ajout d'une marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves à concurrence de **285.007 euros** pour l'exercice d'exploitation 2021.

Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2021, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **281.268 euros** au gestionnaire de réseau.

Il reste, par conséquent, un montant de **1.715.545 euros** pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

Le montant moyen des fonds propres régulés de l'année 2021 est de 34.144.091 euros. On peut en déduire que le taux de rendement des fonds propres du gestionnaire de réseau pour l'année 2021 est de **5,17 %**, 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 519.339 euros, ce qui porte le taux de rendement réel des fonds propres régulés à **3.65 %**.

GRAPHIQUE 9 COMPOSITION DU RESULTAT TARIFAIRE



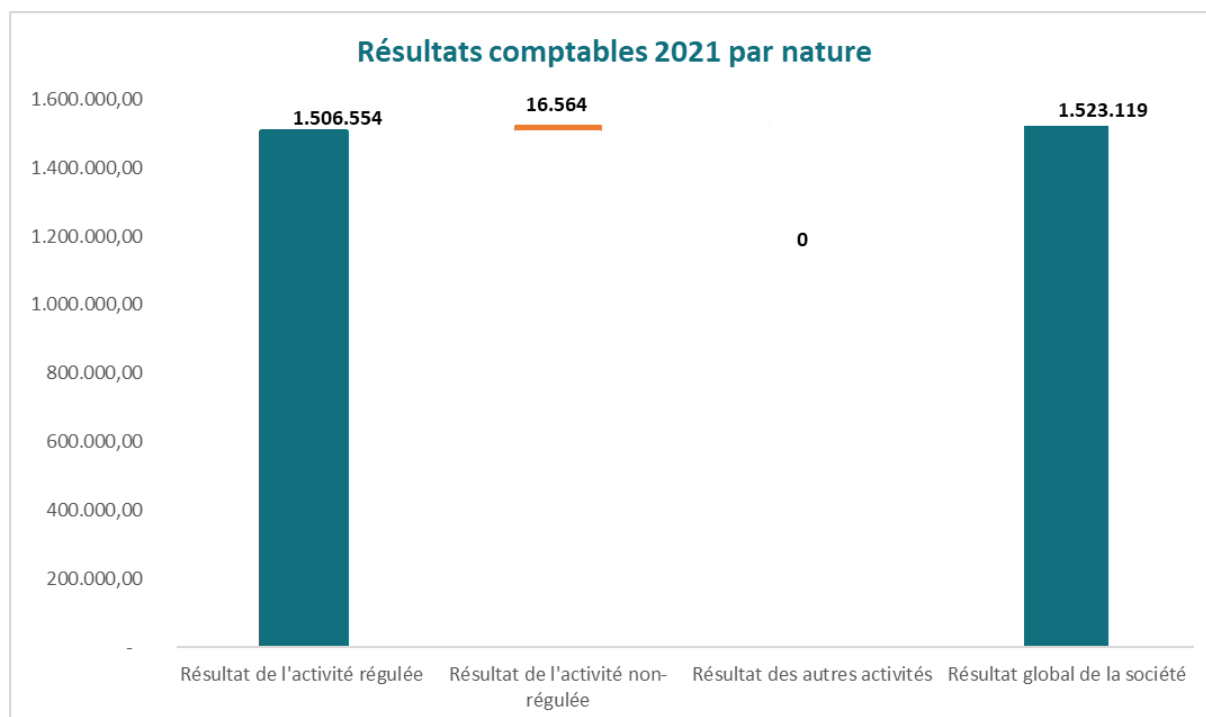
Les **activités non-régulées** du gestionnaire de réseau ont généré un gain de + 16.564 euros.

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 **1.523.119 euros**.

Le graphique ci-dessous illustre ces différents résultats.

GRAPHIQUE 10 RESULTATS COMPTABLES PAR NATURE



Le bénéfice global de l'année 2021, 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 865.750 euros**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **56,58 %**.

TABLEAU 5 RESULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO

Année 2021	Sans B1 et rétribution réseau	Parts B1 & rétribution réseau inclus
Résultat de l'activité régulée	1.506.554	
Résultat de l'activité non-régulée	16.564	
Résultat des autres activités	-	
Résultat global de la société	1.523.119	
Prélèvements sur les réserves	7.109	
Transfert aux réserves immunisées	-	
Dividendes versés	498.952	865.750
Payout ratio	32,61%	56,58%

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

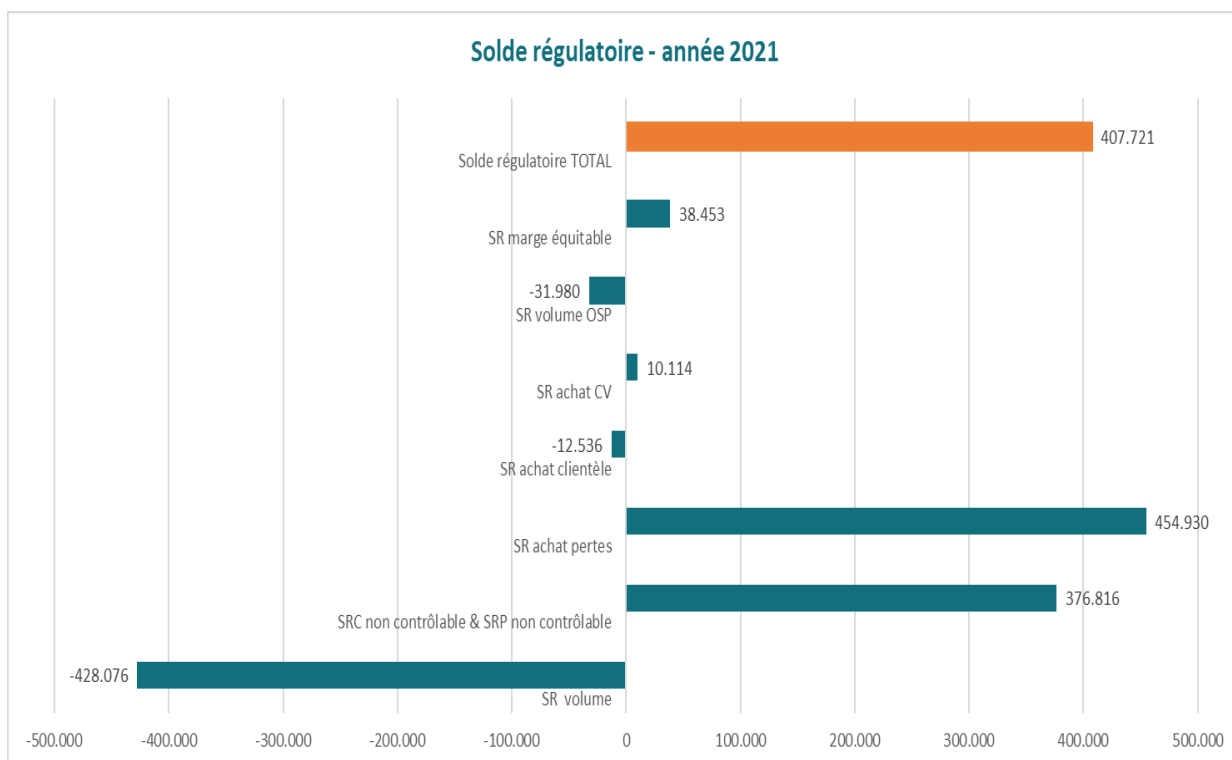
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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

Le **solde régulatoire annuel total de + 407.721 euros** est un passif régulatoire (dette tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 11 SOLDE REGULATOIRE



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

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

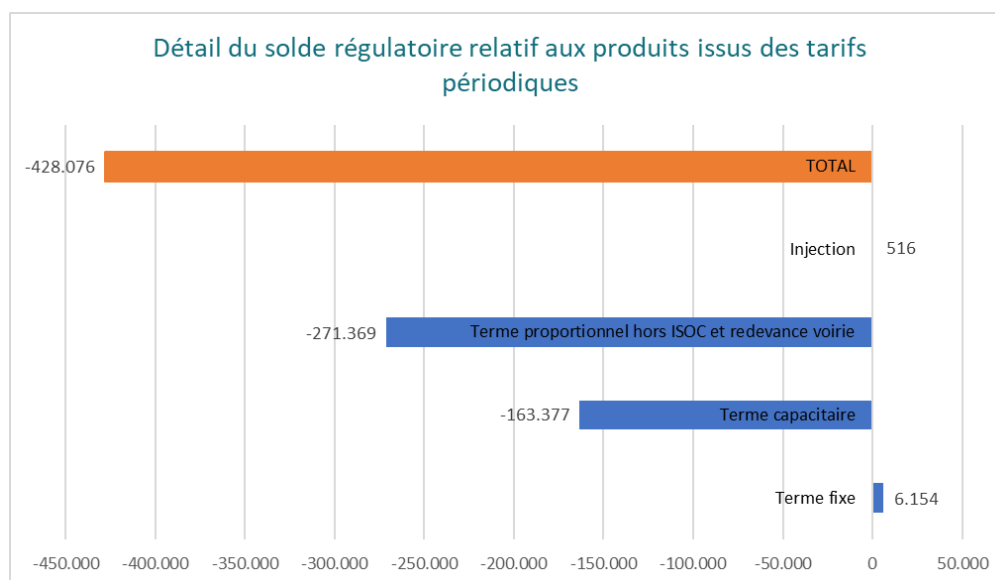
TABLEAU 6 DETAIL DU SOLDE REGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PERIODIQUES

Chiffre d'affaires (signe négatif)	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATOIRE
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-731.115	-724.941	-6.174	-6.174
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-592.979	-588.090	-4.889	-4.889
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-651.303	-645.805	-5.498	-5.498
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	0	0	0	0
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-128.253	-126.434	-1.819	-1.819
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	-17.484	-16.958	-526	-526
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-17.140	-17.656	516	516
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-7.679.154	-7.259.081	-420.073	-420.073
TOTAL SR_{volume}	-9.817.428	-9.378.964	-438.464	-438.464
TOTAL SR_{volume} - sans Redevance voirie, ni impôts des sociétés	-8.573.146	-8.145.070	-428.076	-428.076

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 **-428.076 euros**, soit une diminution de l'ordre de 4,99 % par rapport aux montants budgétés.

Cette diminution s'explique majoritairement par une **baisse des recettes provenant du terme capacitaire** (-163.377 euros, soit 38,17 % du solde) et par une **diminution des recettes provenant du terme proportionnel** (- 271.369 euros, soit 63,39 % du solde).

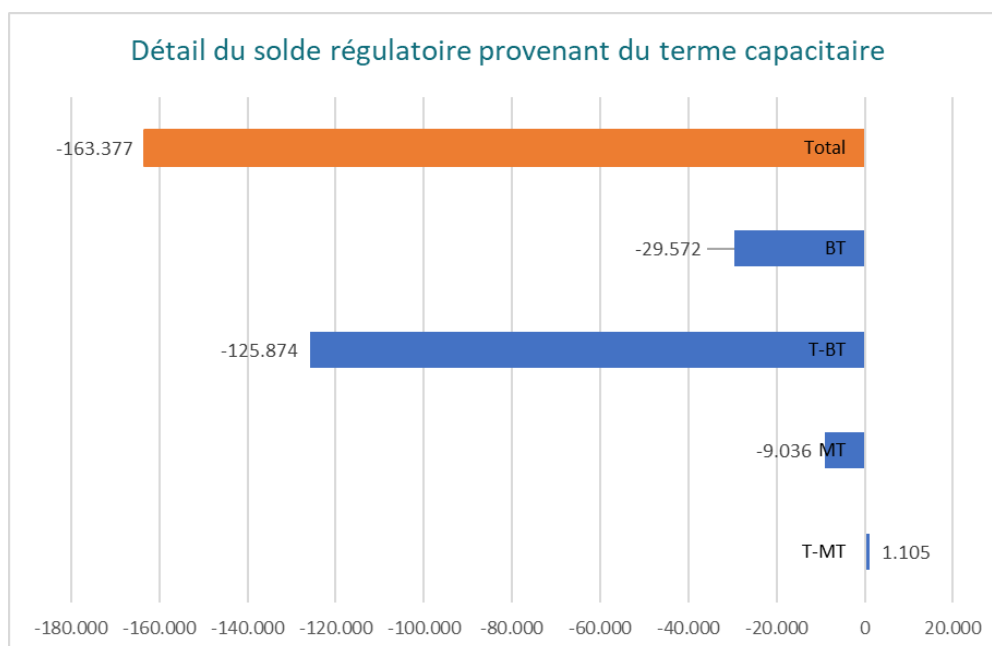
GRAPHIQUE 12 DETAIL DU SOLDE REGULATOIRE RELATIF AUX PRODUITS ISSUS DES TARIFS PERIODIQUES



La diminution des recettes capacitaires (- 163.377 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) : - 125.874 euros (soit 63,21 % du solde capacitaire) ;
- D'autre part par la légère **surestimation 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 : -40.910 euros (soit 25,04 % du solde capacitaire)

GRAPHIQUE 13 DETAIL DU SOLDE REGULATOIRE RELATIF AU TERME CAPACITAIRE

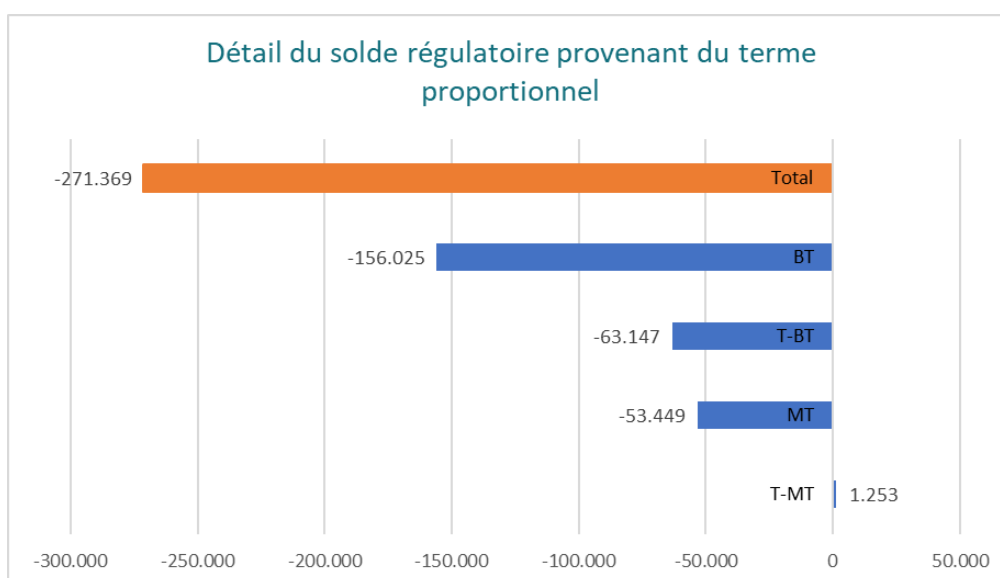


La diminution des recettes proportionnelles (-271.369 euros) provient, quant à elle de la baisse des recettes :

- du niveau BT (-156.025 euros, soit 57,50 %) suite essentiellement au reclassement des produits pour clientèle propre non réalisé lors de l'élaboration des budgets ;
- du niveau T-BT (-63.147 euros, soit 23,27 %) suite notamment à la révision à la baisse des tarifs T-BT en 2019 (cf ci-dessus) ; et
- du niveau MT (-53.449 euros, soit 19,70 %).

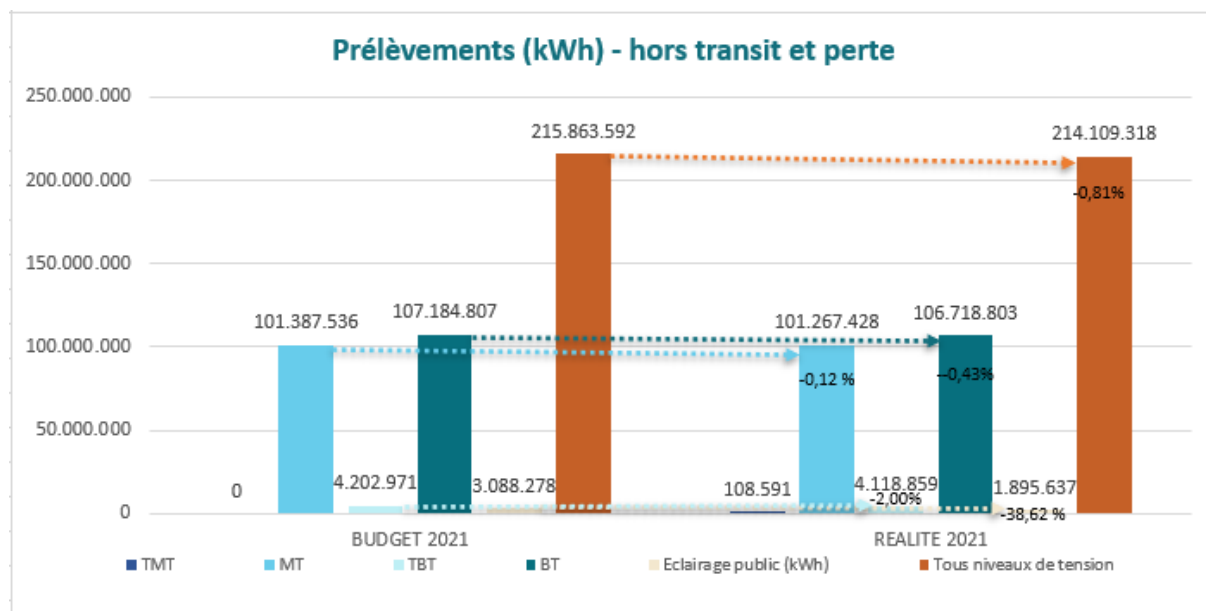
Ces diminutions s'expliquent également par une **baisse des volumes prélevés** (cf. ci-dessous) sur ces niveaux de tension.

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 2020, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 15 VOLUMES DE PRELEVEMENTS BUDGETES ET REELS 2020 (HORS TRANSIT ET PERTE)



Les principales variations entre les volumes de prélèvement budgétés et les volumes de prélèvement réels pour l'exercice 2021 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 Gesves⁷, une très faible consommation apparaît sur ce niveau de tension.
- **Pour le niveau de tension T-BT (-2 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016.
- **Pour le niveau de tension BT (-0,43 %)** : Les volumes de prélèvement avaient été estimés sur base des volumes réellement prélevés en 2016.
- **Pour l'éclairage public (-38,62 %)** : 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 (-38,62 %) s'explique par le remplacement des points lumineux par une nouvelle technologie LED couplée à du dimming.

⁷ 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

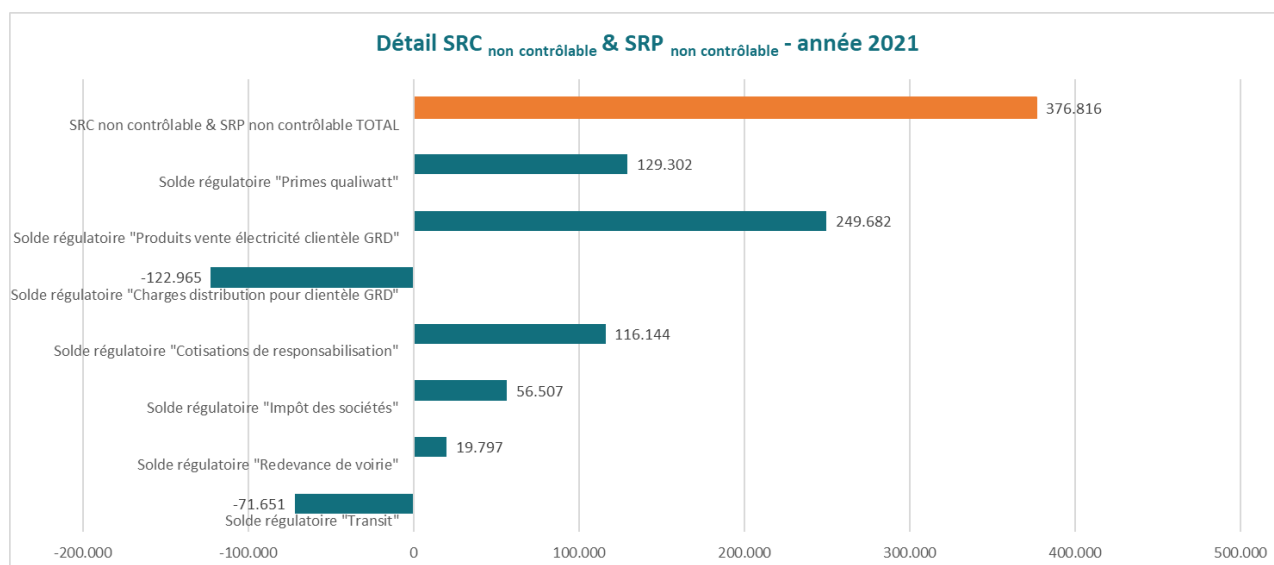
8.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non-contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non-contrôlables (SRC non contrôlables et SRP non contrôlables)

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 **+ 376.816 euros** pour l'année 2021. 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 (+70.670 euros) essentiellement suite à l'augmentation du transit entrant d'ORES par rapport au volume budgété (+45,91 %). Pour rappel, les volumes de transit budgétés par l'AIEG sur base des volumes 2016.

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.

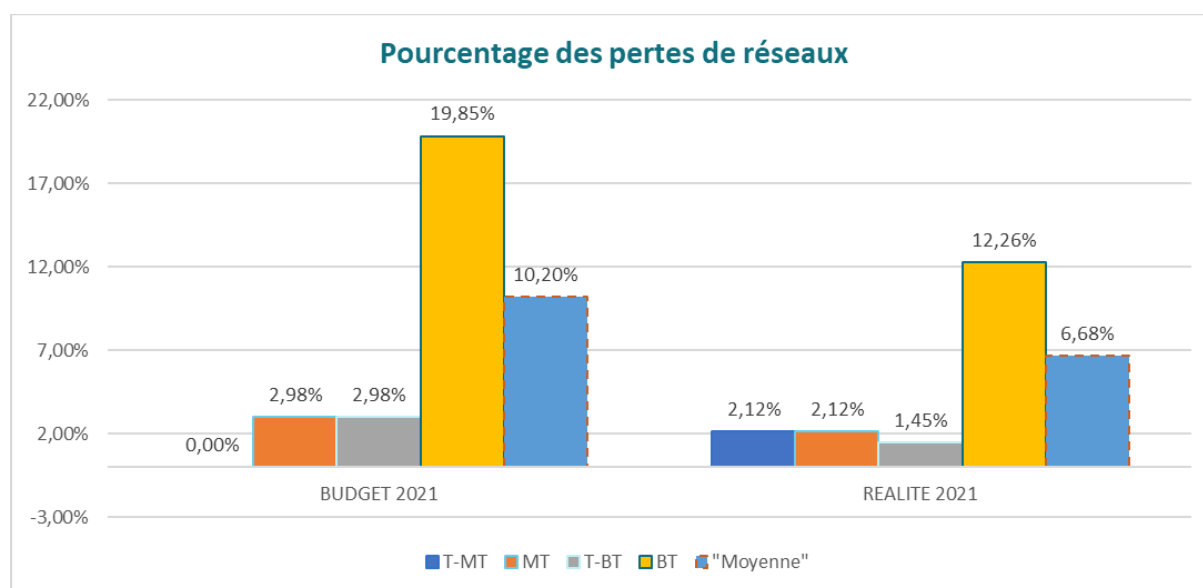
Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2021 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau et s'élève à **454.930 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **légère du prix unitaire moyen d'achat d'électricité** (+3,29 %). 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** (- 39,72 %) 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 2021, 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 6,68 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent 86,69 % des volumes de pertes en 2021.

Sur la base des volumes de prélèvements réel 2021, les pourcentages de perte par niveau de tension sont estimés à 2,12 % des volumes prélevés pour le niveau T-MT et MT et à 1,45 % 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 2021 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 **- 12.536 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 2021 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 **+10.114 euros**.

Cet écart s'explique par la combinaison :

- D'une part, d'une **très légère augmentation du prix moyen d'achat des certificats verts** (+2,36 %), et
- D'autre part, d'une nette **diminution du nombre de certificats verts** (-51,48 %). L'AIEG ayant historiquement acheté plus de certificats verts que nécessaire, elle dispose donc d'un stock non apuré au 31 décembre 2020 ce qui explique qu'elle en a acheté moins en 2021.

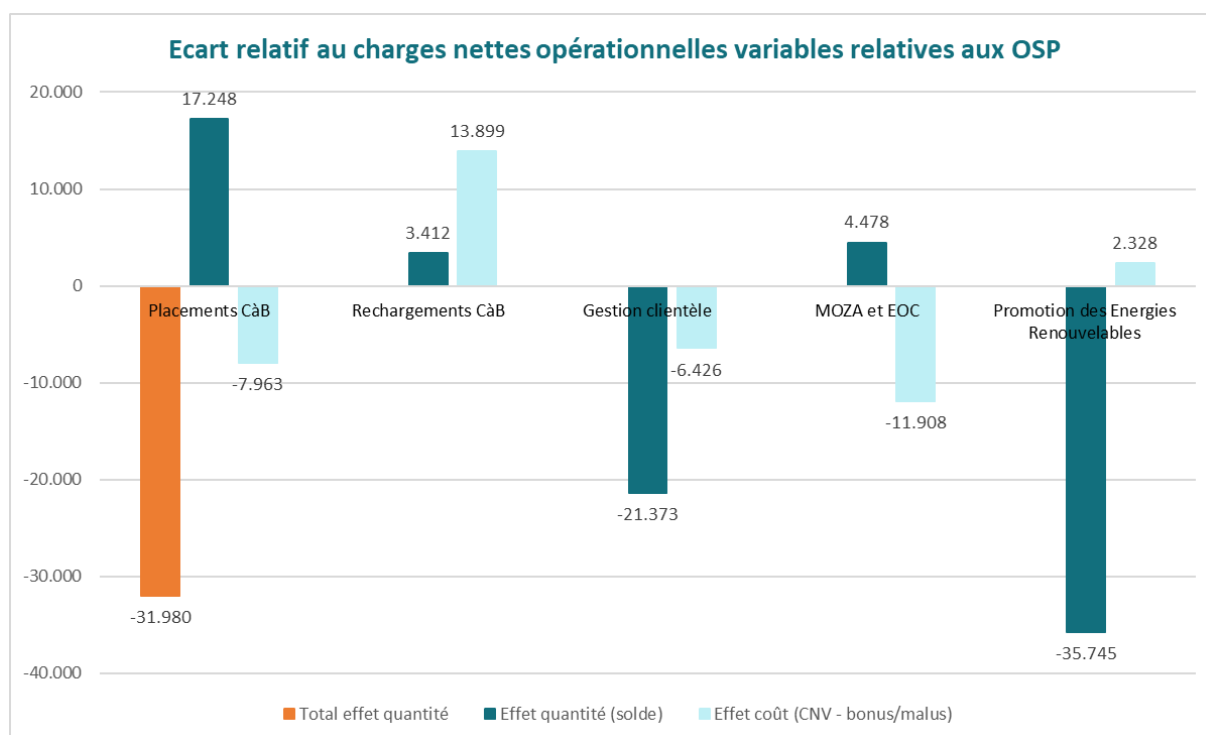
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR_{indemnité placement C&B})

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 C&B})** pour l'année 2021.

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 **-31.980 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 de mande de placement de compteur à budget qui a été mal estimé lors de l'élaboration des budgets 2019-2023 et qui est largement inférieur en 2021 (- 38,81 %) bien qu'à la hausse par rapport au réel 2020 ;
- Un nombre de client alimenté qui a été mal estimé lors de l'élaboration des budgets 2019-2023 et qui est supérieur en 2021 (+ 23,24 %) ;
- Un nombre de dossier « qualiwatt » et « solwatt » en très forte augmentation en 2021 (+51,1 % par rapport au réel 2020) et largement supérieur à la variable budgétés (+ 72,33 %) à la suite d'une part d'un rattrapage de 2020, et, d'autre part au fait que la variable rapportée recouvre l'ensemble des dossier panneaux photovoltaïques (y inclus les nouveaux dossiers hors primes).

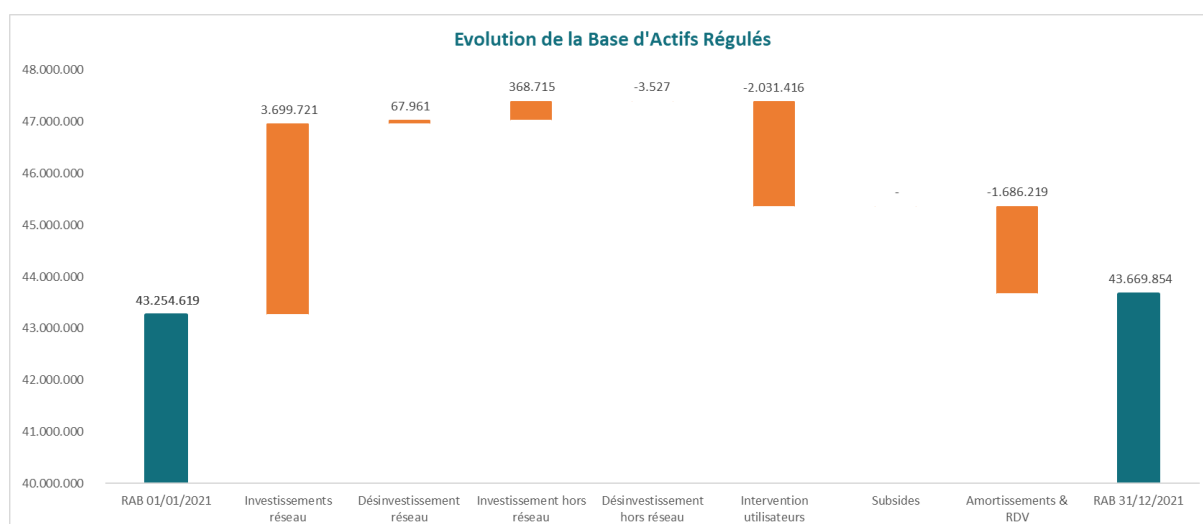
8.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR marge bénéficiaire équitable)

Sur la base des données rapportées, le gestionnaire de réseau de distribution a valorisé l'actif régulé au 01.01.2021 à **43.254.619 euros** et au 31.12.2021 à **43.669.854 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 2021, calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **43.462.236 euros**. La valeur moyenne de la RAB budgétée pour l'année 2020, s'élevait, quant à elle, à **44.410.980 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 2021 ont été réconciliés au plan d'adaptation 2023-2027. Lors de cette réconciliation la CWaPE n'a constaté **aucun écart alors que les éléments suivants n'auraient notamment pas dû être rapportés dans le cadre du plan d'adaptation** puisque considérés comme ne faisant pas partie du réseau :

- Les bâtiments techniques pour un montant de + 36.180 euros ;
- Eclairage public : un investissement relatif à la gestion du flux lumineux (hors luminaires) ou dimming pour un montant de + 309.270 euros et des investissements en éclairage public pour un montant de 619.982 euros. En effet, techniquement parlant, l'éclairage public n'est pas considéré comme un élément du réseau de distribution d'électricité ;
- Les investissements réalisés sur le réseau de Namur dont ORES est désigné en tant que gestionnaire de réseau de distribution pour un montant de 567.453 euros.

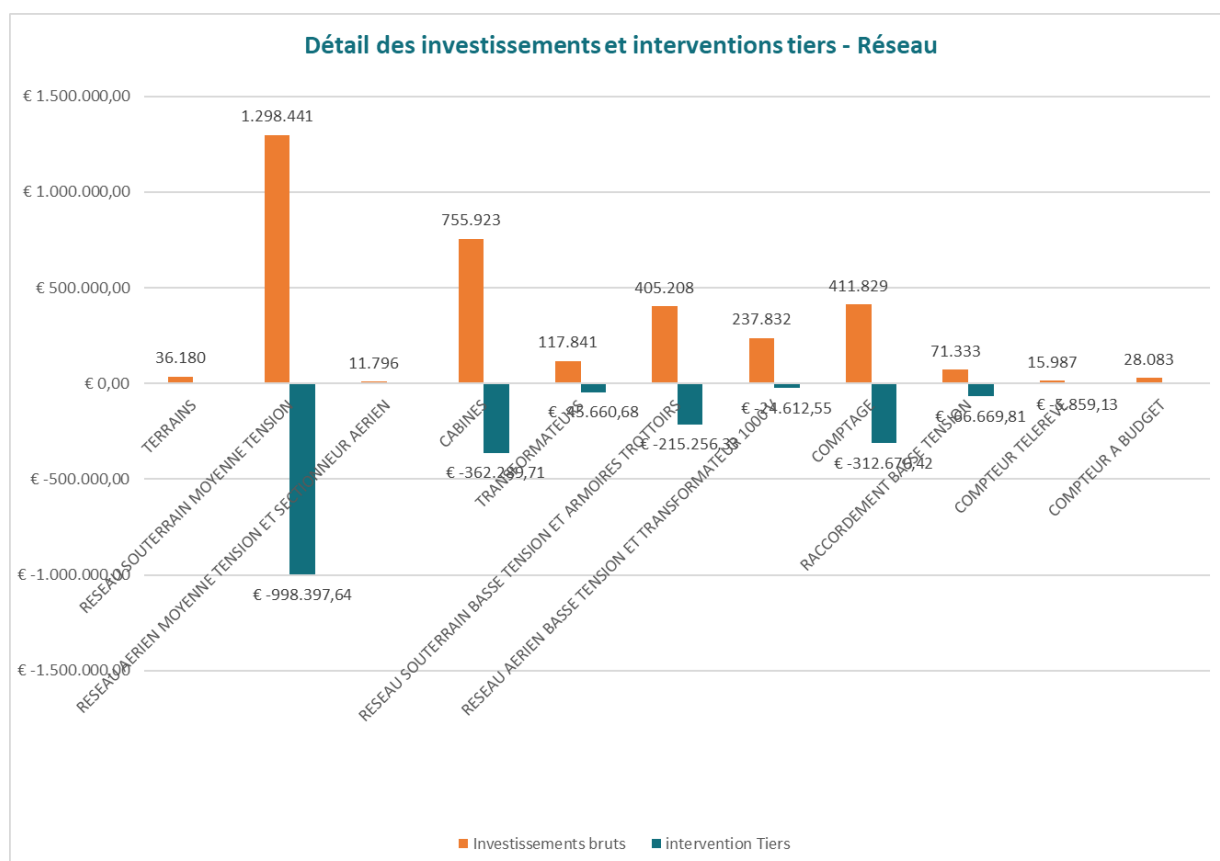
La CWaPE n'est donc pas en mesure de certifier les actifs rapportés par l'AIEG dans le cadre de son rapport ex-post 2021. La présente décision sera donc assortie d'une réserve d'autres éléments résultant de l'analyse des plans d'adaptation éventuellement mis à jour suite aux remarques formulées ci-dessus.

Les investissements réseau bruts et les interventions tiers réalisés sont largement supérieurs aux investissements bruts et aux interventions tiers budgétés respectivement **+ 1.150.848 euros (soit + 45,15 %)** et **+ 1.468.416 euros (soit + 260,82 %)**. Au niveau des investissements bruts, une partie de

l'écart s'explique par un montant de 309.270 euros qui provient des investissements dimming non budgétés (cf. ci-dessus). Notons également 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 tiers⁸ y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 20 DETAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS TIERS - RESEAU



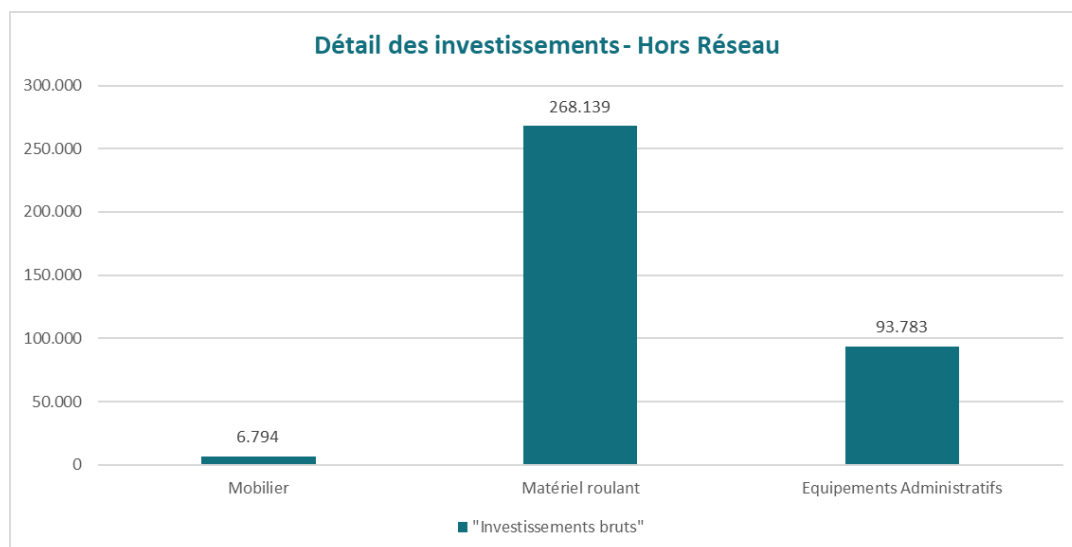
Les investissements **hors réseau** concernent majoritairement :

- du matériel roulant (268.139 euros, soit 72,72 % des investissements hors réseau) constitué de deux camionnettes et d'un camion-grue ; et
- les équipements administratifs (93.783 euros, soit 25,44 % des investissements hors réseau) pour l'acquisition de nouveaux serveurs informatiques.

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

⁸ 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 1.761.524 euros pour l'année 2021 auquel il faut ajouter un montant de 285.007 euros au titre de marge bénéficiaire équitable pour le réseau de Gesves, soit une marge bénéficiaire équitable totale de 2.046.532 euros (cf. point 7 ci-dessus).

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2021, il s'élève à **38.453 euros** et constitue une **dette tarifaire** à l'égard des utilisateurs du réseau.

TABLEAU 7 EVOLUTION RAB BUDGETEE ET REELLE & IMPACT SUR LE SOLDE REGULATOIRE

	RAB moyenne budgétée - 2020	RAB moyenne réelle - 2020	ECART BUDGET 2020 - REALITE 2020
Base d'actifs régulés	44.410.980	43.462.236	-948.744
MBE hors Gesves	1.799.977	1.761.524	38.453
Gesves	285.007	285.007	0
MBE Totale	2.084.984	2.046.532	

Solde régulateur

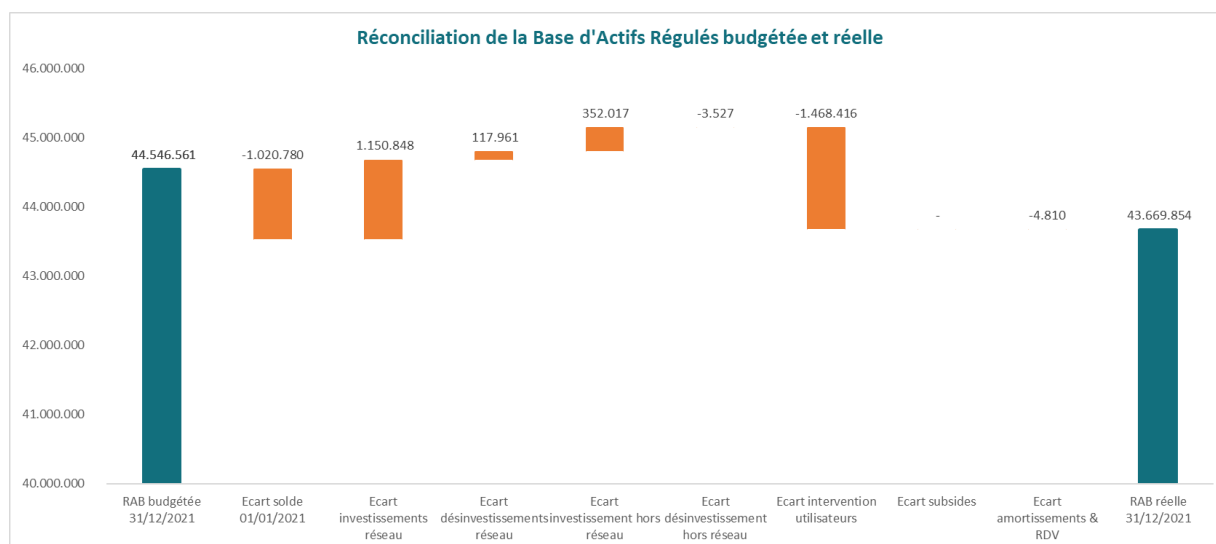
Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la **variation de la base d'actifs régulés** budgétée par rapport à la base d'actifs régulés réelle. Cette variation est due :

- d'une part à un **décalage entre les montants pris en considération pour l'établissement du budget 2021** (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 2021 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 2018⁹. La proposition de revenu autorisé 2019-2023 ayant été déposée début 2018¹⁰, 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 2021 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.

⁹ 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.

¹⁰ 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.**

Dans le courant de l'exercice 2021, l'AIEG n'a pas budgété de frais pour le déploiement des compteurs communicants. Il n'y a donc **pas d'écart** relatif aux projets spécifiques.

9. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE 2021

9.1. Affectation du solde régulateur de distribution pour l'exercice d'exploitation 2021

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2021 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution.

Pour rappel, les soldes jusqu'en 2018 de l'AIEG devraient être 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**, l'AIEG et la CWaPE conviennent de ne pas affecter **le solde 2021**. En effet :

- Premièrement, la CWaPE a réceptionné dans le courant de l'année 2022 des demandes de révision du revenu autorisé à la hausse notamment pour couvrir l'effet de l'inflation. Des budgets complémentaires vont donc être alloués à l'AIEG à la suite de ces demandes générant *de facto* une créance à affecter soit par le mécanisme du tarif pour solde régulateur, soit en révisant concomitamment la révision du revenu autorisé et la révision (à la hausse) des tarifs de l'AIEG.
- Deuxièmement, la CWaPE a approuvé des budgets complémentaires dans le cadre du budget spécifique pour le déploiement des compteurs communicants à partir de l'exercice 2022. Ces budgets impliquent une révision du revenu autorisé à la hausse générant une créance à affecter par le mécanisme du tarif pour solde régulateur à partir de 2022 tel qu'approuvé par la CWaPE.

Sur base de ces règles et à la suite de cette concertation, la CWaPE et l'AIEG proposent de postposer la décision d'affectation du solde régulateur de l'année 2021 lors de la détermination des revenus autorisés des années 2024 à 2029.

9.2. Solde régulateur cumulé pour la période 2008-2021

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, 2016, 2017, 2018, 2019 et 2020, 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 des années 2022 et 2023 le solde régulateur (distribution) de l'année 2020 à concurrence d'une quote-part annuelle de 50 %.

Sur la base des acomptes et des affectations exposés ci-dessus, un montant de +344.780 euros des soldes régulateurs cumulés de distribution 2008-2021 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 2020 seront entièrement apurés pour le 31 décembre 2023. La décision d'affectation du solde régulateur de l'année 2021 est quant à elle postposée lors de la détermination des revenus autorisés des années 2024 à 2029.

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

TABLEAU 8 AFFECTATION DES SOLDES REGULATOIRES – ANNEE 2008 A 2021

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
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
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													62.941	407.721
Solde régulateur non affecté	8.640	36.433	46.876	32.701	83.819	91.826	78.556	- 378.850	0	-	-	-	-	-

9.3. Révision du tarif pour les soldes régulateurs

La révision du tarif pour les soldes régulateurs, est réalisée conformément à l'article 122 de la méthodologie tarifaire.

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire et en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution, la CWaPE a décidé de **ne pas affecter le solde 2021** aux tarifs 2023.

Par conséquent, la grille tarifaire 2023 telle qu'approuvée par la CWaPE dans sa décision référencée CD-21j28-CWaPE-0580 du 28 octobre 2021 est inchangée et reste d'application.

10. DECISION RELATIVE AUX SOLDES 2021

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 2021 introduit par l'AIEG auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2022 ;

Vu les comptes annuels 2021 de l'AIEG accompagnés du procès-verbal du Conseil d'administration et des rapports destinés à l'Assemblée générale qui s'est tenue le 8 juin 2022, déposés à la CWaPE en date du 30 juin 2022 ;

Vu le rapport du commissaire aux comptes de l'AIEG relatif « aux investissements et mises hors services » reçu en date du 7 juillet 2022 ;

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 7 juillet 2022 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau de distribution en date du 14 octobre à la suite de la demande de la CWaPE du 30 août 2022 ;

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 14 octobre 2022 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* mis à jour et transmis à la CWaPE le 14 octobre 2022 ;

Vu les informations complémentaires transmises par le gestionnaire de réseau de distribution en date du 1^{er} décembre 2022 pour donner suite aux demandes d'informations complémentaires de la CWaPE du 25 novembre 2022 ;

Vu les demandes de corrections formulées par la CWaPE en date du 6 décembre 2022 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* mis à jour suite aux demandes de correction de la CWaPE transmis par le gestionnaire de réseau de distribution le 19 janvier 2023 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* mis à jour et transmis à la CWaPE le 19 janvier 2023 et de la proposition d'affectation du solde régulateur de l'année 2021 ;

Sous réserve d'autres éléments résultant de l'analyse des plans d'adaptation éventuellement mis à jour à la suite des remarques formulées lors de l'analyse des dossiers *ex-post* 2021.

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2021 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 2021 rapporté par le gestionnaire de réseau de distribution au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 19 janvier 2023, sous la réserve formulée à la section 8.4 de la présente décision.

Le solde régulateur de l'année 2021 est un passif régulateur qui s'élève à + 407.721,08 euros.

10.2. Affectation des soldes régulateurs

La CWaPE décide de ne pas affecter le solde régulateur de distribution pour l'exercice d'exploitation 2021 dans les tarifs de distribution du gestionnaire de réseau de distribution. La grille tarifaire 2023 n'est donc pas impactée par l'affectation du solde 2021.

La CWaPE décide que l'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2021 de l'AIEG sera déterminée ultérieurement :

- soit lors de la décision relative à l'affectation des soldes régulateurs et à la révision des tarifs pour 2023 résultant notamment des demandes de révision du revenu autorisé 2022 et 2023 ;
- soit lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2029.

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 2021



Tous acteurs de l'énergie

Date du document : 02/02/2023

DÉCISION

CD-23b02-CWaPE-0724

SOLDES RAPPORTES PAR L'AIEG CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2021

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 2020-2021</i>	3
1.2.	<i>Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2021</i>	5
2.	EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2016 ET 2021	6

Index graphiques

Graphique 1	Evolution du revenu autorisé 2020-2021	3
Graphique 2	Evolution du revenu autorisé 2015-2021	5
Graphique 3	Evolution des volumes de prélèvement 2016-2021	6

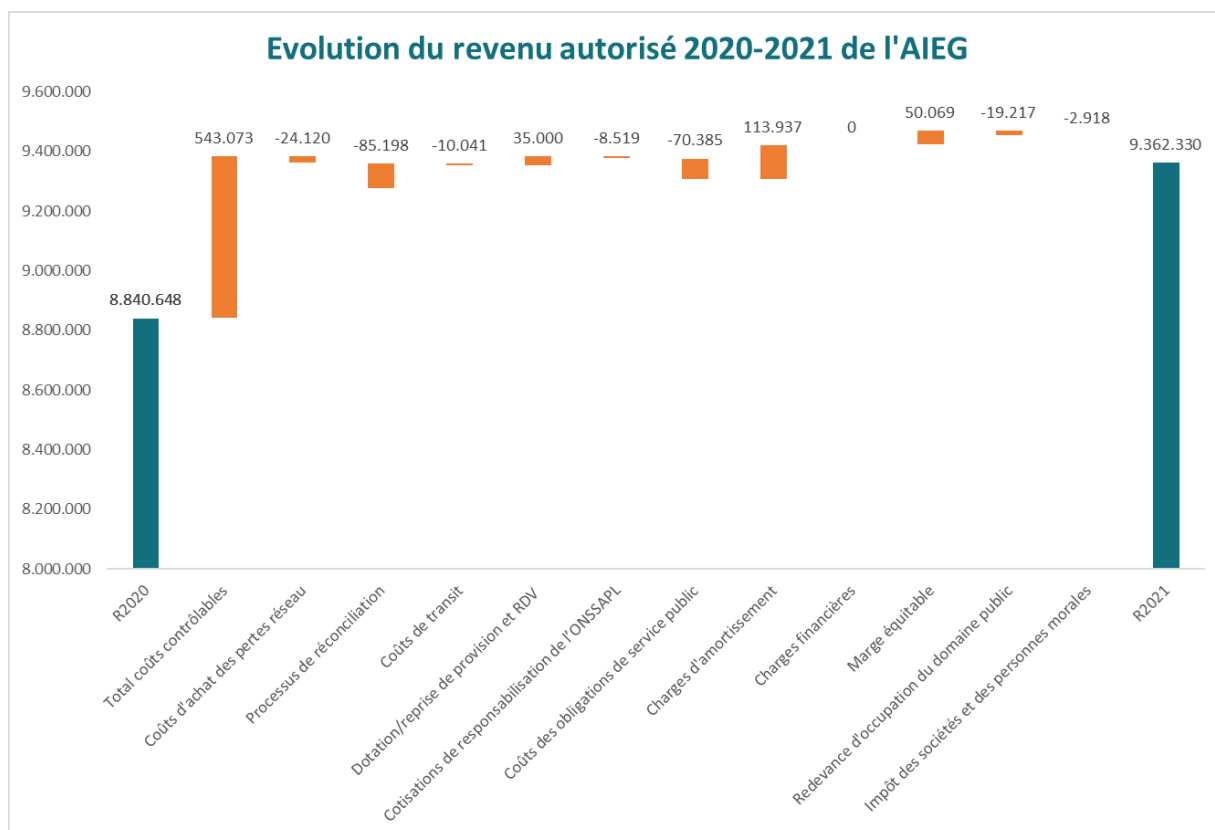
1. EVOLUTION DU REVENU AUTORISE

1.1. Evolution du revenu autorisé 2020-2021

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* daté du 19 janvier 2023, le revenu autorisé réel de l'année 2021 est de **9.362.330 euros** (sans tenir compte de l'acompte pour les soldes régulateurs), soit en **hausse de 5,90 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2020**.

L'évolution du revenu autorisé réel entre 2020 et 2021 s'explique principalement par les éléments suivants :

GRAPHIQUE 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE 2020-2021



Les principales variations entre 2020 et 2021 s'expliquent par :

- **Coûts contrôlables + 543.073 euros, soit 104 % de la variation 2020-2021) :** 'augmentation significative des charges contrôlables s'explique par :
 - Une diminution de la production immobilisée entre la réalité 2020 et la réalité 2021 provoquant une baisse des produits d'activation de 651.030 euros (donc augmentant les charges), couplée à un accroissement moindre des charges d'approvisionnement (+ 12.521 euros) et une diminution des frais de sous-traitants (- 182.395 euros). La diminution des coûts relatifs aux entrepreneurs sous-traitant relève essentiellement des aménagements de l'infrastructure basse tension ;
 - Un accroissement des coûts informatiques (+ 62.190 euros) provenant essentiellement des coûts engendrés par la clearing house ATRIAS.

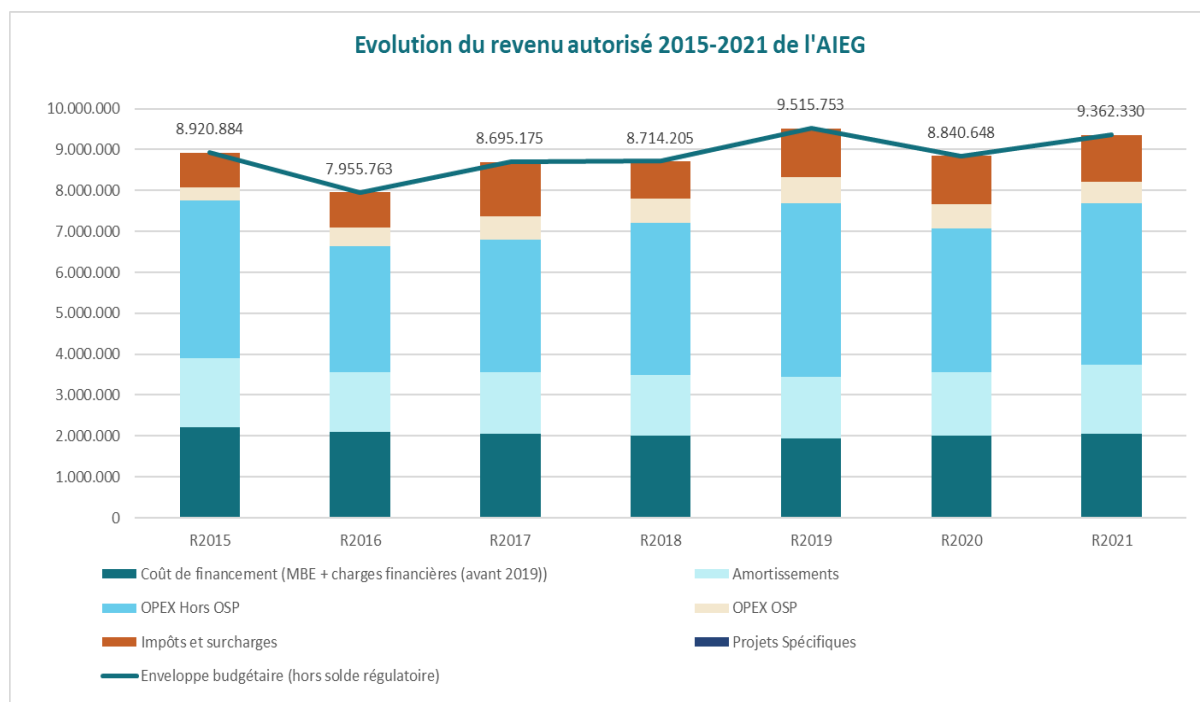
- **Processus de réconciliation -85.198 euros, soit -16 % de la variation 2020-2021** : Les volumes de réconciliation ont fortement diminué entre 2020 et 2021 (-105 %).
- **Dotation / reprise de provision et réduction de valeur (+ 35.000 euros, soit 7 % de la variation 2020-2021)** : En 2020, pour donner suite à la fin des derniers litiges en cours, l'AIEG avait repris les dernières provisions pour litiges qui s'élevaient à 35.000 euros. Aucune provision n'a été comptabilisée au 31 décembre 2021.
- **Coûts des obligations de service public (-70.385 euros, soit -13 % de la variation 2020-2021)** : la diminution des coûts des OSP provient de l'augmentation des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre de l'AIEG et du montant de la compensation partiellement contrebalancée par des coûts de distribution et de transport supportés par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre qui provient de l'augmentation du nombre de clients alimentés par le GRD. La CWaPE note également une forte diminution des charges d'achat des certificats verts (l'AIEG ayant historiquement acheté plus de certificats verts que nécessaire, elle dispose donc d'un stock non apuré au 31 décembre 2020 ce qui explique qu'elle en a acheté moins en 2021) et des primes « qualiwatt ». Les coûts contrôlables OSP sont quant à eux en augmentation et en particulier les coûts de gestion des rechargements des CâB qui augmentent de 43% étant donné le remplacement des compteurs à budget par des compteurs « Smart », un développement a été nécessaire pour que Talexus puisse continuer à fonctionner.
- **Charges financières (/)** : Pour rappel, la marge bénéficiaire équitable est calculée à partir de 2019 sur base du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), les charges financières rapportées en coût non gérable jusqu'en 2018 sont à présent incluses dans la marge bénéficiaire équitable.
- **Charges d'amortissement (+ 113.937 euros, soit 22 % de la variation 2020-2021)** : Cette évolution provient essentiellement de l'évolution de la base d'actifs régulés au cours de la période 2020-2021 (investissements [- 1.337 KEUR], désinvestissements [+129 KEUR] et interventions tiers [- 36 KEUR]). L'AIEG avait notamment acquis en 2020 des investissements dimming et un champ photovoltaïque, ainsi que des investissements suite à la clôture d'un dossier BEP.
- **Marge Bénéficiaire Equitable (+ 50.069 euros, soit 10 % de la variation 2020-2021)** : l'augmentation de la marge équitable s'explique par l'augmentation naturelle de la valeur moyenne de la Base d'Actifs Régulés.

1.2. Evolution du revenu autorisé entre 2015 et 2021

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du revenu autorisé réel du gestionnaire de réseau entre les années 2015 et 2021 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 2015-2021



Le revenu autorisé de l'AIEG (hors solde réglementaire) s'élève au 31 décembre 2021 à 9.362.330 euros. Globalement, ce revenu a augmenté de 441.446 euros sur la période 2015-2021, soit une hausse de + 4,95 %.

2. EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2016 ET 2021

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2016 et l'année 2021 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT 2016-2021

