

Date du document : 20/05/2025

DÉCISION

CD-25e20-CWaPE-1089

SOLDES RAPPORTES PAR ORES ASSETS (ELECTRICITE) CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2023

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, et des articles 104, 120 et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023

Table des matières

1.	BASE LEGALE.....	4
1.1.	<i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2023.....</i>	4
1.2.	<i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2023.....</i>	4
1.3.	<i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulatoire relatif à l'année 2023.....</i>	5
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	6
3.	RESERVE GENERALE	7
4.	CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES.....	8
5.	ELEMENTS IMPORTANTS DANS LES COMPTES DE L'ANNEE 2023.....	9
6.	ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2023.....	10
7.	BONUS/MALUS.....	11
7.1.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	13
7.1.1.	Détail du bonus/malus relatif aux CNCautres.....	13
7.1.2.	Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP}).....	19
7.1.3.	Détail du bonus relatif aux CNI.....	21
7.2.	<i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables</i>	25
7.2.1.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique	25
7.2.2.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre	25
7.2.3.	Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts	25
7.2.4.	Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget	26
7.3.	<i>Détail du bonus/malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité.....</i>	26
8.	RESULTAT ANNUEL.....	28
9.	SOLDES REGULATOIRES.....	31
9.1.	<i>Détail du solde régulatoire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})</i>	32
9.2.	<i>Détail du solde régulatoire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables</i>	36
9.2.1.	Détail du solde régulatoire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde régulatoire relatif aux produits opérationnels non contrôlables (SRC _{non contrôlables} et SRP _{non contrôlables})	36
9.2.2.	Détail du solde régulatoire relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR _{achat pertes})	38
9.2.3.	Détail du solde régulatoire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR _{achat clientèle}).....	40
9.2.4.	Détail du solde régulatoire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR _{achat CV})	41
9.2.5.	Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CàB})	41
9.3.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})</i>	42
9.4.	<i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable})</i>	43
9.5.	<i>Détail du solde relatif aux charges nettes des projets spécifiques (SR_{projets spécifiques}).....</i>	45
9.5.1.	Ecart relatif aux charges nettes variables.....	45
9.5.2.	Ecart relatif aux charges/produits non contrôlables	45
10.	PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE	46
11.	DECISION	47
11.1.	<i>Approbation des soldes régulatoires</i>	48
11.2.	<i>Affectation des soldes régulatoires</i>	48
12.	SOLDES REGULATOIRES NON AFFECTES	48

13. VOIES DE RECOURS.....	49
14. ANNEXES	50

Index graphiques

Graphique 1	Malus– année 2023	11
Graphique 2	Bonus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2023	19
Graphique 3	Investissements réseau bruts – ORES electricite – hors investissements smart - 2019-2023	22
Graphique 4	Investissements hors réseau – ORES electricite– hors investissement smart - 2019-2023	23
Graphique 5	Réconciliation du résultat tarifaire et comptable – année 2023.....	28
Graphique 6	Composition du résultat tarifaire – année 2023	29
Graphique 7	Solde régulateur – année 2023.....	31
Graphique 8	Volumes de prélèvements réels 2019-2023 (hors transit et pertes).....	34
Graphique 9	Volumes de prélèvements budgétés et réels 2023 (hors transit et pertes).....	34
Graphique 10	Détail solde régulateur SRC <small>non contrôlables</small> & SRP <small>non contrôlables</small> – année 2023	37
Graphique 11	Détail de l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public – année 2023	42
Graphique 12	Évolution de la Base d'Actifs Régulés réelles de l'année 2023.....	43
Graphique 13	Détail des investissements et interventions clients - réseau	43

Index tableaux

Tableau 1	Détail des montants relatifs au projet NEO.....	16
Tableau 2	Détail du bonuS relatif aux CNI.....	21
Tableau 3	Résultat, dividendes et payout ratio – année 2023.....	30

1. BASE LEGALE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'article 4, § 2, 14°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, habilite également la CWaPE à déterminer les modalités selon lesquelles les soldes 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 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution (à l'exception du solde relatif à la cotisation fédérale).

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 24 janvier 2024 la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution afin de leur communiquer la valeur des prix minimum et maximum d'achat d'électricité, de gaz, de certificats verts ainsi que le délai moyen maximum de placement des compteurs à budget devant être utilisés pour l'établissement des rapports tarifaires ex-post de l'année 2023.
2. En date du 16 février 2024, ORES a marqué son accord sur la proposition de calendrier adapté transmise par la CWaPE le 6 février 2024.
3. En date du 28 juin 2024, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire électricité *ex post* de ORES Assets portant sur l'exercice d'exploitation 2023.
4. En date du 5 septembre 2024, ORES a présenté à la CWaPE, lors d'une réunion, les faits marquants de l'année 2023 ainsi que les comptes annuels, les soldes réglementaires et les bonus/malus de l'année 2023.
5. L'analyse du rapport tarifaire électricité *ex post* visé ci-avant a requis de la part de la CWaPE des informations et explications complémentaires. Conformément au calendrier convenu, la CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 30 septembre 2024.
6. En date du 20 décembre 2024, ORES a transmis les réponses et informations complémentaires requises le 30 septembre 2024 et ce conformément au calendrier adapté convenu.
7. En date du 15 avril 2025, la CWaPE a adressé des questions complémentaires à ORES. ORES a répondu à ces questions en date du 5 mai 2025.
8. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14° et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et des articles 104, 120, et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023, sur **le calcul et la période d'affectation du solde réglementaire électricité de l'année 2023** établi sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 28 juin 2024 par ORES Assets.

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 2023, la CWaPE se réserve le droit de revoir la présente décision à la lumière des données adaptées.

La CWaPE rappelle par ailleurs que les contrôles qu'elle exerce sur la réalité et le caractère raisonnablement justifié des coûts rapportés par les GRD ne peuvent porter sur la totalité de ces coûts mais sont généralement opérés par sondage, notamment à travers les questions posées et demandes d'informations complémentaires adressées aux GRD sur la base d'éléments ayant attiré l'attention de la CWaPE. La CWaPE n'a donc pas connaissance de l'intégralité des opérations à l'origine des coûts rapportés par les GRD et encore moins de leurs montants et justifications.

Par conséquent, l'absence de remarques sur certains éléments de coûts ou de réduction de coûts du rapport annuel dans la présente décision ne peut être interprétée comme une approbation tacite ou implicite de ces éléments de coûts ou de réduction de coûts pour les années à venir. La CWaPE se réserve le droit, ultérieurement, de soumettre la justification et le caractère raisonnable de ces éléments de coûts ou de réduction de coûts à un examen approfondi et, le cas échéant, de les refuser. La CWaPE est toutefois disposée, sur demande motivée d'ORES, 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* daté du 28 juin 2024 et portant sur l'exercice d'exploitation 2023, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et aux articles 106 à 117 de la méthodologie tarifaire. Les éléments de contrôle ont porté notamment sur le caractère raisonnablement justifié des coûts au sens de l'article 8, § 2, de la méthodologie tarifaire (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) conformément aux critères que cette disposition prévoit.

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

Dans le cadre de ses contrôles, la 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).

Parmi les activités non régulées, on retrouve, les coûts de l'activité Éclairage Public non OSP soit l'entretien curatif spécial et l'entretien des ouvrages décoratifs refacturés aux communes, le solde des coûts et les produits liés à l'activité d'ORES Mobilité (arrêtée fin juin 2022) ainsi que les coûts d'investissement liés aux installations de production photovoltaïque financées par ORES dans le cadre du projet-pilote LogisCER.

En 2023, l'unique « autre » activité exercée par ORES en dehors de son activité de GRD est l'activité de gestion de deux bâtiments mis à la disposition de tiers. Un des deux bâtiments a été vendu au cours de l'exercice 2023.

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.

Pour l'année 2023, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni un rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services.

5. ELEMENTS IMPORTANTS DANS LES COMPTES DE L'ANNEE 2023

Les comptes de l'année 2023 d'ORES Assets sont caractérisés par les éléments importants suivants :

- **Un malus de 52,6 M€ sur les coûts d'achat d'électricité pour la couverte des pertes réseau et pour l'alimentation de la clientèle** (voir point 7.2.1 et 7.2.2. de la présente décision). En effet, ORES n'ayant procédé à aucun ordre d'achats (clicks) entre juillet 2022 et avril 2023, son prix moyen d'achat d'électricité de l'année 2023 s'élève à 300 €/MWh. Ce prix moyen d'achat étant largement supérieur à la limite supérieure du couloir de prix de l'année 2023 (223 €/MWh), cela signifie que pour chaque MWh que le GRD a acheté en 2023, le GRD a comptabilisé un malus de 77€. ORES avait comptabilisé une provision de 50M€ dans ses comptes en 2022 pour anticiper le malus de 2023. ORES a dès lors extourné cette provision en 2023 ce qui a réduit l'impact sur le résultat de l'année 2023 à 2,7M€. L'extourne de cette provision a par ailleurs entraîné une exonération d'impôt.
- **Une forte diminution des volumes de prélèvement** : les volumes de prélèvement réels de l'année 2023 sont 15 % aux volumes budgétés ce qui entraîne la création d'une créance tarifaire très importante (-63,7 M€) et sont également 12 % inférieurs aux volumes de prélèvement de l'année 2022. Le solde régulateur (20,6 M€) provenant des recettes du tarif prosumer permet d'atténuer la créance tarifaire.
- **Les investissements réseau de l'année 2023 sont**, pour la première fois de la période régulatoire 2019-2023, **supérieurs aux investissements budgétés de l'année 2019 indexés** et sont 23 % plus élevés que les investissements réseau de l'année 2022. Malgré cette augmentation des investissements réseau en 2023, ORES dégager toujours un bonus sur les charges nettes liées aux immobilisations en 2023.
- Au cours des 4 premières années de la période régulatoire 2019-2023, les charges de personnel réelles d'ORES étaient inférieures au budget 2019 indexé notamment parce qu'ORES a effectué des versements aux fonds de pension très inférieurs aux montants budgétés. **En 2023, les charges de personnel réelles sont en ligne avec les charges 2019 budgétées indexées** suite notamment à la forte indexation des années 2022 et 2023.

6. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2023

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2023 et approuvé par la CWaPE en date du 7 février 2019 s'élève à **582.293.748€**. À la suite de la décision de révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité adoptée par la CWaPE le 28 octobre 2021, le montant du revenu autorisé budgété a été revu à la baisse (-11.485.788€). Le 27 mai 2021, la CWaPE a adopté une décision de révision des tarifs 2022 et 2023 afin d'intégrer les soldes régulateurs des années précédentes. Un montant de 18.983.491€ a été affecté au Revenu Autorisé de l'année 2023. Au final, le revenu autorisé budgété de l'année 2023 s'élève à **589.791.451€**.

Le revenu autorisé réel de l'année 2023 s'élève **670.062.919€**. L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2022 s'élève à -80.271.468€ auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à -71.680.737€.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2023 s'élève dès lors à **-151.952.204€** (soit 26 % du revenu autorisé budgété) et se compose d'un **actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à -131.698.584 €** et d'un **malus qui s'élève à -20.253.620€**. Ces derniers sont détaillés aux points 7 et 9 de la présente décision.

	BUDGET 2023	REALITE 2023	ECART	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Charges nettes contrôlables	344.513.010	312.860.163	31.652.847	-1.671.049	33.323.896
Charges nettes contrôlables hors OSP	302.544.401	279.203.626	23.340.775		23.340.775
Charges nettes contrôlables OSP	41.968.608	33.656.537	8.312.072	-1.671.049	9.983.121
Charges et produits non contrôlables	109.581.100	219.982.132	-110.401.031	-57.476.668	-52.924.363
Charges nettes non contrôlables hors OSP	95.992.636	212.035.094	-116.042.459	-75.945.067	-40.097.392
Charges nettes non contrôlables OSP	13.588.465	7.947.037	5.641.427	18.468.398	-12.826.971
Charges nettes relatives aux projets spécifiques	10.161.048	10.011.344	149.704	802.857	-653.153
Charges nettes fixes	5.496.632	6.377.914	-881.282	1.130.871	-2.012.153
Charges nettes variables	4.664.416	3.633.430	1.030.986	-328.014	1.359.000
Marge équitable	107.213.175	108.913.408	-1.700.233	-1.700.233	
Marge équitable hors OSP	106.383.602	108.589.407	-2.205.805	-2.205.805	
Marge équitable OSP	829.573	324.001	505.572	505.572	
Quote-part des soldes régulateurs années précédentes	18.323.118	18.295.872	27.245	27.245	
Sous-Total	589.791.451	670.062.919	-80.271.468	-60.017.848	-20.253.620
Chiffre d'affaires (signe négatif)					
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-56.151.498	-46.161.862	-9.989.635	-9.989.635	
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-30.853.452	-26.217.814	-4.635.638	-4.635.638	
Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés	-30.796.840	-25.365.163	-5.431.677	-5.431.677	
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-68.649	-54.583	-14.065	-14.065	
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulateurs	-18.323.053	-15.402.143	-2.920.910	-2.920.910	
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	0	-2.344.203	2.344.203	2.344.203	
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-802.042	-1.612.457	810.415	810.415	
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-464.281.705	-412.438.275	-51.843.430	-51.843.430	
Sous-Total	-601.277.238	-529.596.502	-71.680.737	-71.680.737	
TOTAL	-11.485.787	140.466.417	-151.952.204	-131.698.584	-20.253.620

Légende :

- signe négatif = créance tarifaire ou malus
- signe positif = dette tarifaire ou bonus

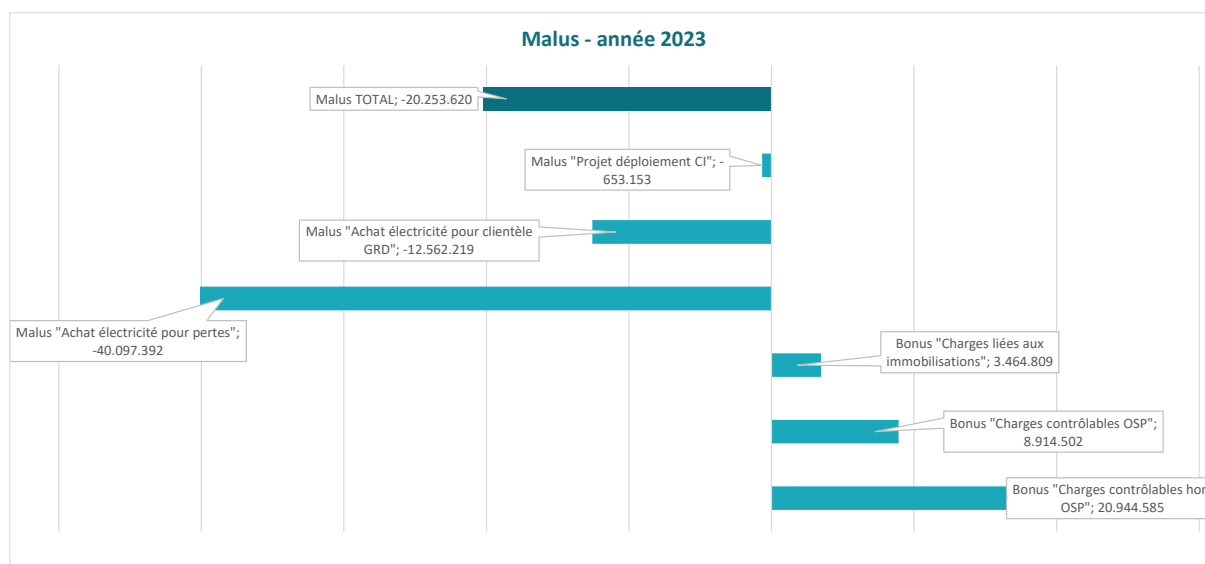
7. BONUS/MALUS

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

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

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

GRAPHIQUE 1 MALUS– ANNÉE 2023



En 2019, 2020 et 2021, ORES a comptabilisé d'importants bonus :

- **En 2019**, le bonus total (électricité et gaz) s'élevait à **44,4M€ (34,4M€ en électricité et 10M€ en gaz)** ce qui représentait respectivement 10 % des coûts contrôlables budgétés en électricité et 9 % des coûts contrôlables budgétés en gaz ;
- **En 2020**, ORES a généré un bonus de 13,7M€ pour les deux fluides (13,4 M€ en électricité et 0,3 M€ en gaz) et ce malgré des charges exceptionnelles très importantes de désaffectation des investissements IT et R&D à hauteur de 21M€ ainsi que la comptabilisation du rattrapage des charges d'amortissement des logiciels IT acquis avant 2019 pour un coût total de 8M. Sans ces éléments exceptionnels et exclusivement liés à des opérations comptables, sans lien avec de nouveaux coûts réels sous-jacents qui auraient été exposés dans le cadre des missions du GRD, le bonus de l'année 2020 d'ORES Assets se serait élevé à environ **43M€ pour les deux fluides (36M€ en électricité et 7M€ en gaz)** soit 11 % des coûts contrôlables budgétés en électricité et 6 % des coûts contrôlables budgétés en gaz.
- **En 2021**, ORES a généré un bonus de **46,7M€** (32,1M€ en électricité et 14,6M€ en gaz) ce qui représente respectivement 9 % des coûts contrôlables budgétés en électricité et 13 % des coûts contrôlables budgétés en gaz.

En 2022, ORES a comptabilisé un **malus de -39,4 M€** (-40,4 M€ en électricité et 1M€ en gaz) qui provient essentiellement de la comptabilisation d'une provision significative de 49,7 M€ afin d'anticiper le malus que le GRD s'attend à réaliser en 2023 sur l'achat d'électricité pour la couverture des pertes et l'alimentation de sa clientèle (voir point 7.1.1.6). Sans cet élément exceptionnel, ORES aurait comptabilisé un bonus de **10,3M€** (9,3 M€ en électricité et 1M€ en gaz).

En 2023, ORES comptabilise un **malus de -23 M€** (-20,2 M€ en électricité et -2,8 M€ en gaz) qui provient essentiellement des charges contrôlables hors OSP. Il s'agit de la première année où ces charges sont supérieures au budget.

Le tableau suivant reprend les bonus/malus réalisés par ORES au cours de la période régulatoire 2019-2023. **Au terme des 5 années de la période régulatoire 2019-2023, ORES dégage un bonus cumulé de 42,5 M€ (19,2 M€ en électricité et 23,3 M€ en gaz).**

	Elec	Gaz	Elec+Gaz
Bonus 2019	34.390.158	10.087.509	44.477.667
Bonus 2020	13.432.137	284.520	13.716.657
Bonus 2021	32.100.843	14.647.228	46.748.071
Bonus/Malus 2022	-40.442.551	1.070.400	-39.372.151
Malus 2023	-20.253.620	-2.736.150	-22.989.770
	19.226.967	23.353.507	42.580.474

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

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

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

Avec :

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

7.1.1. Détail du bonus/malus relatif aux CNCautres

Le bonus sur les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres}) rapporté par ORES s'élève à **+20.944.585**. Ce bonus provient en grande partie de l'extourne de la provision « anticipation malus sur les coûts d'achat d'électricité » qui s'élève à 49,7 M€. Si on neutralise cette extourne avec le montant du malus relatif aux coûts d'achat d'électricité, on constate qu'ORES comptabilise un malus de **-28.833.820€** sur les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (CNC_{autres}). Cela signifie que les CNC_{autres} réelles sont **16% supérieures** aux CNC_{autres} budgétées de l'année 2023.

	Budget 2023	Réalité 2023	Bonus / Malus	
Charges contrôlables hors OSP	177.861.681	206.695.500	-28.833.820	-16%

Les sections 7.1.1.1 à 7.1.1.6 ci-dessous expliquent globalement les écarts constatés sur les CNC_{autres} .

7.1.1.1. Changement de système d'imputation

ORES a procédé à la révision de son modèle d'imputation des coûts au travers du projet RSG (Révision du Système de Gestion). Le Go Live de ce projet a eu lieu le 1^{er} janvier 2019. Les revenus autorisés budgétés des années 2019 à 2023 ont donc été construits selon l'ancien système d'allocation des coûts alors que les coûts réels, à partir de ceux de l'année 2019, sont rapportés au régulateur selon le nouveau modèle. Ce changement de système de gestion entre les coûts budgétés et les coûts réels de l'année 2019 rend l'analyse des écarts plus complexe. C'est particulièrement le cas pour les charges nettes opérationnelles contrôlables hors OSP (CNC_{autres}).

Selon ORES, le modèle RSG permet une allocation beaucoup plus précise, plus actuelle et plus en phase avec l'organisation de l'entreprise que celle du modèle remplacé. Dans l'ancien modèle, ORES appliquait une surcharge de 32 % de coûts de support sur les coûts techniques portés à l'investissement. Dans le nouveau modèle, cette surcharge a été remplacée par une allocation fine de coûts indirects, propre à chaque centre de coûts, sur les coûts directement imputés en investissement.

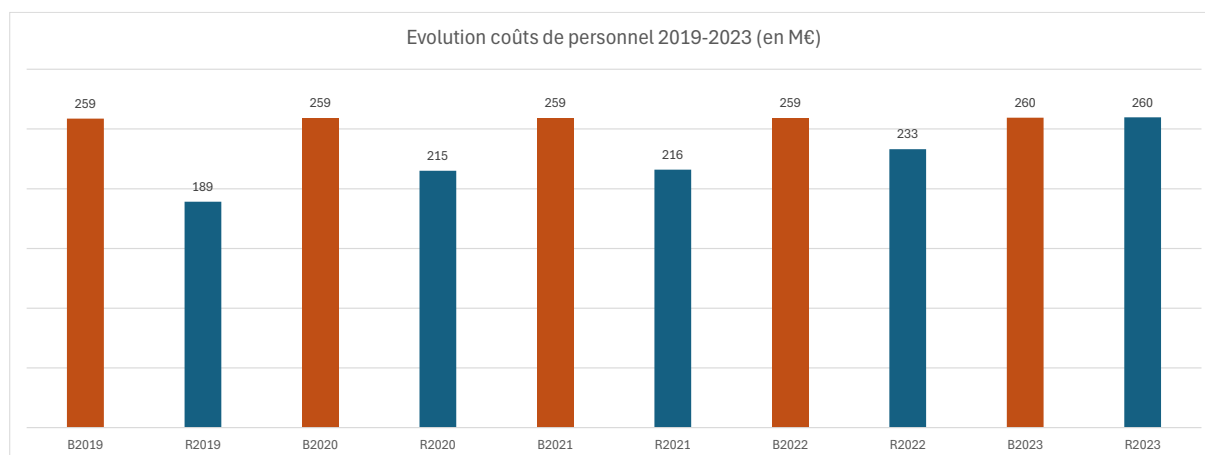
Le changement de modèle d'imputation des coûts a plusieurs conséquences sur la ventilation des montants entre les différentes rubriques qui composent le revenu autorisé. La première conséquence est de faire glisser certaines charges nettes opérationnelles contrôlables des activités relatives aux OSP vers les activités dites « hors OSP ». Pour le budget global 2023 d'ORES, ce glissement représente +/-15M€ et, dans la mesure où il concerne deux catégories de coûts contrôlables, n'a pas d'impact sur le calcul des soldes réglementaires de l'année 2023. On constate également que ce nouveau modèle d'allocation des coûts diminue le montant des coûts indirects (ou coûts de support) qui sont portés à l'investissement de +/- 2M€.

7.1.1.2. Changement de règles d'activation des coûts IT et des coûts R&D

En 2020, ORES a élaboré, en collaboration avec la société Deloitte, une nouvelle méthode de comptabilisation de ses coûts de projet IT et de ses coûts de R&D. Cette méthode établit les critères permettant de qualifier une dépense de coût capitalisable (CAPEX) ou de coût opérationnel (OPEX). Les investissements IT et R&D des années 2021, 2022 et 2023 ont été comptabilisés en respectant les critères de la nouvelle méthode « Deloitte ». Cette méthode de qualification des dépenses IT réduit la hauteur des montants portés à l'investissement et augmente les montants des coûts opérationnels (OPEX).

7.1.1.3. Les coûts des rémunérations, des charges sociales et des pensions

Les coûts de personnel (rémunérations, charges sociales, pension) de l'année 2023 augmentent de 11 % et sont équivalents aux coûts budgétés alors qu'ils sont restés inférieurs aux coûts budgétés au cours des quatre premières années de la période régulatoire 2019-2023.



Au cours des cinq années de la période régulatoire 2019-2023, ORES a versé des montants très réduits aux fonds de pension. L'écart entre le montant budgété et le montant réellement versé **aux fonds de pension s'élève en 2023 à environ 44M€ (soit un montant 82 % inférieur).**

La diminution des versements aux fonds de pension est devenue récurrente depuis 2019 étant donné l'excellent niveau de couverture des fonds de pension d'ORES (supérieur à 100 % pour l'ensemble des fonds de pension) ce qui entraîne **des bonus récurrents sur ces charges de pension.**

7.1.1.4. Les coûts IT

En 2023, ORES réalise un « malus estimé » de **5,5 M€** sur les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives à l'informatique, hors amortissements et globalement pour l'électricité et le gaz. Ce « malus estimé » est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le « budget estimé » des coûts opérationnels IT de l'année 2023 et les coûts opérationnels IT réels de l'année 2023. Le « budget estimé » des coûts opérationnels IT de l'année 2023 correspond au budget des coûts opérationnels IT de l'année 2019, indexés annuellement de 0,075 % jusqu'en 2023.

OPEX hors amo.	"Budget 2023"	Réalité 2023		
Hors projet	50.469.041	54.536.431	-4.067.390	-8%
Projet	14.487.132	15.939.411	-1.452.279	-10%
			-5.519.669	

Les coûts opérationnels « **hors projets** » de l'année 2023 augmentent par rapport à 2022 (+8 %), notamment par suite du Go-Live d'Atrias fin 2021 et au passage de l'entièreté des coûts y relatifs en BAU. Au sein de ces coûts hors projets, les coûts de maintenance (AMS) sont en augmentation par rapport à 2022 (+22 %). Le montant des rémunérations IT hors projet est contenu et augmente de seulement 2 %. Le recours à la consultance est toujours important et augmente légèrement entre 2022 et 2023 (+2 %). Les achats de matériels sont quant à eux en forte augmentation en 2023 suite à

l'acquisition de matériels pour la modernisation des réseaux et l'équipement des ressources internes et externes.

Les explications relatives au changement de système de gestion restent par ailleurs valables, tant en ce qui concerne la réduction des rémunérations qu'en ce qui concerne l'imputation des coûts indirects.

En ce qui concerne les coûts de **projet**, les dépenses opérationnelles sont en baisse (-32 %) par rapport à l'année 2022. Le montant des investissements augmente fortement par rapport à 2022 (+136 %) et retrouve un niveau comparable à celui des années 2019, 2020 et 2021.

En ce qui concerne le projet NEO, pour rappel, en 2022, le comité de direction d'ORES avait décidé de reporter le projet de plusieurs années avec un go live partiel prévu en 2027, mettant ainsi le projet en stand-by. En 2023, 3,4M€ de coûts opérationnels et 2,7M€ d'investissement ont été alloués à ce projet, principalement pour des mises à jour, pour le trajet de cadrage et le marché public SAP4HANA (SDT) ainsi que pour le remplacement de la solution de la planification des agents.

TABEAU 1 DÉTAIL DES MONTANTS RELATIFS AU PROJET NEO

NEO	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
OPEX	92.008	4.406.235	3.691.263	6.826.348	3.446.233	18.462.088
CAPEX	2.071.631	3.693.980	7.551.602	446.931	2.704.424	16.468.568
Désaffectation		-1.871.433	-738.255	-2.770.006		-5.379.694

Le Go-Live du projet ATRIAS a eu lieu fin 2021. Ce projet a débuté en 2012, c'est donc près de 10 ans plus tard qu'il sera mis en production. Les coûts relatifs à Atrias comptabilisés par ORES sont de deux natures : d'une part, les coûts de développement de la plateforme fédérale qui sont facturés par Atrias à ORES (dénommé « Atrias Fédéral » dans le tableau ci-dessous), et d'autre part, les dépenses réalisées par ORES pour adapter ses propres systèmes informatiques afin de les rendre compatibles avec la nouvelle plateforme d'échange de données (dénommée « Atrias@ORES » dans le tableau ci-dessous). Ces dépenses peuvent être comptabilisées en coûts opérationnels ou en investissement.

Au cours des années 2012 à 2023, ORES a donc versé des redevances à Atrias pour un montant global de plus de 46M€. Le montant global des investissements nécessaires à l'adaptation des systèmes informatiques d'ORES s'élève à 82M€ et les dépenses opérationnelles liées à l'adaptation de ces systèmes totalisent un montant de 51M€.

Depuis sa mise en service fin 2021, cette nouvelle plateforme informatique connaît de nombreux dysfonctionnements engendrant des blocages de points d'accès au sein de la CMS d'ATRIAS et du backend d'ORES. En 2022, les dépenses opérationnelles du projet étaient en forte hausse en raison des coûts de stabilisation des applications (correction des erreurs) et à la réduction du backlog des messages bloqués. En 2023, alors que les dépenses IT relatives à ATRIAS (et enregistrées au sein du département IT) sont désormais comptabilisées en coûts hors projets, **ORES a créé un nouveau projet appelé « MBK »**, lequel a pour objet la mise en place des actions nécessaires afin de ramener à des niveaux acceptables les backlogs générés par suite de la mise en place de la plateforme ATRIAS. Ce projet vise également la mise en place des outils afin d'éviter de nouveaux cas.

La CWaPE a réalisé une estimation de la charge d'amortissement annuelle relative aux investissements IT d'ORES dans le projet Atrias. Sur cette base, la CWaPE a ensuite estimé le montant des dépenses annuelles globales d'ORES pour le projet Atrias. La CWaPE évalue donc, pour les années 2012 à 2023, la somme des dépenses annuelles d'ORES (amortissements IT estimés + coûts de projet + consultants + OPEX IT + redevances versées à ATRIAS + projet MBK) à 151M€. L'exercice d'impairment test mené en 2020 sur les investissements IT du projet Atrias (voir point 6.1.3.3. de la décision CD-21k25-CWaPE-0599) a conduit à la comptabilisation d'une moins-value de 12M€, ce qui porte le **coût global du projet à plus de 163M€**.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
Atrias Fédéral	545.000	541.128	1.139.376	2.073.127	3.465.766	3.494.826	5.851.858	3.220.387	6.591.212	8.130.720	-101.349	11.492.300	46.444.351
Atrias@ORES - TOTEX				7.855.322	12.597.369	25.207.267	26.365.351	11.400.313	14.591.482	15.294.657	8.965.657	11.487.858	133.765.276
CAPEX				2.433.395	10.365.232	20.936.822	21.193.689	7.978.711	8.966.534	10.087.629	124.102		82.086.114
OPEX				5.421.927	2.232.137	4.270.445	5.171.662	3.421.602	5.624.948	5.207.028	8.841.555	11.487.858	51.679.162
Coûts de projet				79.350	337.586	1.357.681	1.600.645	694.048	779.964	796.078	253.903		5.899.255
consultants				571.742	1.230.282	1.093.119	1.265.116	886.634	558.802	555.447	354.816		6.515.958
coûts IT ORES				4.770.835	664.269	1.819.645	2.305.901	1.840.920	4.286.182	3.855.503	8.232.836	7.379.313	35.155.404
MBK												4.108.545	4.108.545
TOTAL	545.000	541.128	1.139.376	9.928.449	16.063.135	28.702.093	32.217.209	14.620.700	21.182.694	23.425.377	8.864.308	22.980.158	157.229.469
Amortissement estimé				486.679	2.559.725	6.747.090	10.985.828	11.783.699	12.193.673	2.703.287	2.715.698	2.715.698	
Dépenses annuelles	545.000	541.128	1.139.376	7.981.733	8.257.628	14.512.361	22.009.348	18.425.688	24.409.833	16.041.035	11.455.904	25.695.856	151.014.890
												Désaffectation Impairment test 2020	12.106.709
													163.121.598

7.1.1.5. Les produits d'exploitation

Les produits d'exploitation se répartissent en deux catégories : les produits issus des tarifs non périodiques (non investis) et les autres produits d'exploitation. La CWaPE constate un « **bonus estimé** » de **31 M€** au niveau des produits d'exploitation. Ce « bonus estimé » est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le budget des produits d'exploitation 2019, augmenté quatre fois de 0,075 %, et les produits d'exploitation réels de l'année 2023.

	Bonus 2019	Bonus estimé 2020	Bonus estimé 2021	Bonus estimé 2022	"Budget 2023"	Réalité 2023	Bonus estimé 2023
Electricité							
Produits issus des tarifs non périodiques	1.686.126	1.229.845	3.557.629	4.805.018	-4.323.293	-9.138.788	4.815.495
Autres produits d'exploitation	10.228.846	17.937.082	21.734.365	28.592.253	-13.769.220	-40.564.086	26.794.866
Produits d'exploitation	11.914.972	19.166.927	25.291.995	33.397.271	-51.514.832	-49.702.874	31.610.361

En ce qui concerne les autres produits d'exploitation, on peut distinguer les produits imputés au sein d'ORES Assets et les produits imputés au sein d'ORES SCRL et ensuite refacturés à ORES Assets.

Certains produits contrôlables n'ont pas été budgétés ou seulement partiellement budgétés (notamment les produits issus de la facturation des études), ce qui implique la création d'écarts favorables à ORES.

La CWaPE constate que ces bonus estimés sur les produits contrôlables augmentent significativement au cours de la période régulatoire. Cette augmentation provient notamment de l'augmentation des produits issus de la facturation des études de détail.

7.1.1.6. Les reprises/dotations en provision pour risques et charges

En 2023, ORES n'a comptabilisé aucune dotation de provision pour risques et charges mais a comptabilisé des **reprises de provisions pour un total de 59 M€**. Parmi ces reprises de provision, se trouve une reprise conséquente (49,8 M€) qui extourne la provision constituée en 2022 pour anticiper le malus sur les coûts d'achat d'électricité. En effet, ORES n'ayant procédé à aucun ordre d'achats (clics) entre juillet 2022 et avril 2023, son prix moyen d'achat d'électricité de l'année 2023 s'élève à 300 €/MWh. Ce prix moyen d'achat étant largement supérieur à la limite supérieure du couloir de prix de l'année 2023 (223 €/MWh), cela signifie que pour chaque MWh que le GRD a acheté en 2023, le GRD aurait dû comptabiliser un malus de 77€. Afin d'anticiper ce malus conséquent évalué à 49,8 M€, ORES avait comptabilisé une dotation en provision correspondant à ce montant en 2022. En réalité le malus sur l'achat d'électricité de l'année 2023 s'élève à 52,6 M€. Grâce à l'extourne de la provision de 49,9 M€, ORES comptabilise dès lors seulement une charge de 2,7 M€ sur l'exercice comptable 2023.

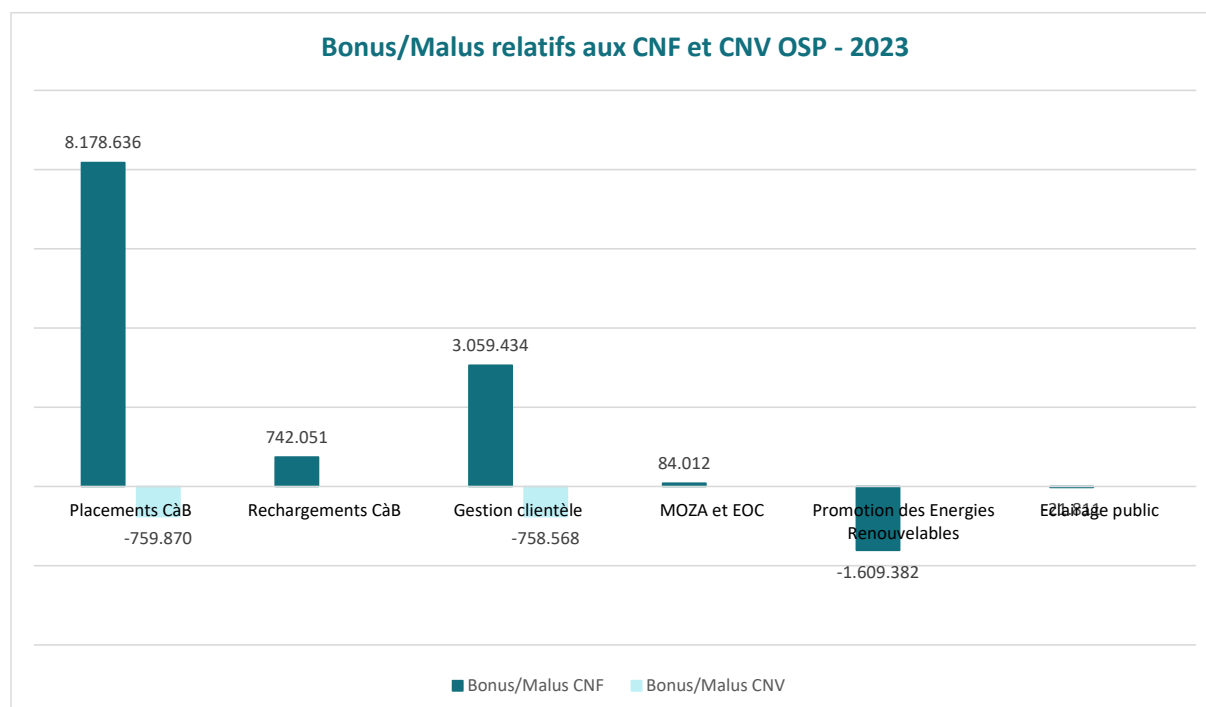
ORES a également comptabilisé une reprise de provision de 7 M€ concernant des litiges liés au « déplacement d'installation » car une partie de la provision a été utilisée pour verser une indemnité à la Région Wallonne et le solde a été extourné. ORES a également comptabilisé une reprise de provision Walterre (surcoûts liés au transport et à l'évacuation des terres excédentaires) de 1,5 M€.

Enfin, ORES a comptabilisé **une dotation de 2,6 M€** pour la provision « vectorisation » ce qui porte le total de cette provision à 10,9 M€ au 31/12/2023.

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

Le bonus de l'année 2023 relatif aux charges nettes contrôlables OSP (fixes et variables) hors charges d'amortissement s'élève à **8.914.502€**. Il peut être décomposé selon les six catégories d'OSP : placement CàB, rechargement CàB, gestion clientèle, MOZA et EOC, promotion des énergies renouvelables, éclairage public.

GRAPHIQUE 2 BONUS RELATIF AUX CNF ET CNV OSP – ANNÉE 2023



Légende :

- montant positif = bonus
- montant négatif = malus

Dans son budget 2019 relatif aux charges nettes contrôlables OSP, ORES avait budgété 94% de ses charges comme étant fixes, les 6% restant étant variables.

Comme indiqué au point 7.1.1.1 de la présente décision, le changement de système d'imputation opéré par ORES en 2019 a eu comme conséquence de faire glisser certaines charges nettes opérationnelles contrôlables des activités relatives aux OSP vers les activités dites « hors OSP ». Toutes choses égales par ailleurs, cela génère des bonus sur les activités OSP qui sont compensés par des malus sur les activités « hors OSP ». Le changement de système d'imputation en cours de période régulatoire complexifie la possibilité de comparer les coûts budgétés avec les coûts réels puisqu'ils ne sont plus comptabilisés de la même façon. Par exemple, les coûts des services support tels IT, RH, Finances, Direction, call center, etc., qui auparavant étaient répartis sur les activités techniques et en partie activés, ne le sont plus.

Par ailleurs, les coûts fixes de placement des CàB sont inférieurs au budget suite, notamment, au déploiement des compteurs communicants qui entraîne une diminution des coûts des activités CàB

(coûts liés aux activations et aux coupures très largement inférieurs au budget étant donné que le GRD ne réalise quasiment plus d'activations de CàB et de moins en moins de coupures).

Ces deux éléments sont les principales sources des bonus constatés au niveau des charges nettes fixes des activités OSP à caractère social (placement et gestion CàB, rechargement CàB, gestion clientèle, MOZA et EOC).

On constate une augmentation des coûts administratifs relatifs au traitement des dossiers d'installations photovoltaïques. Le nombre de dossier traité est passé de 22.198 en 2022 à 54.314 en 2023.

Au niveau des charges nettes variables OSP, le coût unitaire variable réel de placement des CàB est nul, ce qui entraîne la création d'un malus de 759.870€.

Le coût unitaire variable réel de gestion de la clientèle est supérieur au coût unitaire variable budgété ce qui entraîne également la création d'un malus de 758.568€.

Il est à noter que les coûts unitaires variables sont composés des produits issus de la facturation des travaux OSP tels que le placement des CàB, les coupures, les activations/désactivations, ainsi que des dotations/reprises en réductions de valeurs et des moins-values sur les créances liées aux compteurs à budget et sur les créances liées à l'alimentation de la clientèle propre du GRD.

7.1.3. Détail du bonus relatif aux CNI

Le bonus de l'année 2023 relatif aux Charges Nettes relatives aux Immobilisations (CNI) s'élève à **3.464.809€** et se compose d'un bonus sur les CNI hors OSP de 2.396.190€ et d'un bonus sur les CNI OSP de 1.068.619€.

TABLEAU 2 DÉTAIL DU BONUS RELATIF AUX CNI

	BUDGET	REALITE	ECART
Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP	124.682.721	122.286.531	2.396.190
Charges nettes liées aux immobilisations OSP	4.609.971	3.541.352	1.068.619
TOTAL	129.292.692	125.827.883	3.464.809

Le bonus sur les CNI peut également se décomposer comme suit :

Charges d'amortissement immo corporelles	90.091.489	87.576.913	2.514.576
Charges d'amortissement immo incorporelles	16.080.699	7.468.414	8.612.285
Charges désaffectation immos corporelles	5.574.159	14.301.330	-8.727.171
Charges désaffectation immos incorporelles	0		0
Charges d'amortissement plus-value iRAB	17.546.344	16.481.225	1.065.119
Total Charges Nettes relatives aux Immobilisations	129.292.691	125.827.882	3.464.809

On constate qu'ORES a dégagé un **bonus de 11.126.861€** sur les charges d'amortissement mais supporte un **malus de -8.727.171 €** sur les charges de désaffectation.

Depuis 2019, ORES a dégagé annuellement des bonus sur les charges d'amortissement. Il peut être conclu que la méthodologie tarifaire 2019-2023 n'exerce pas de contrainte quant aux montants des investissements du GRD et ce malgré une augmentation des montants investis annuellement.

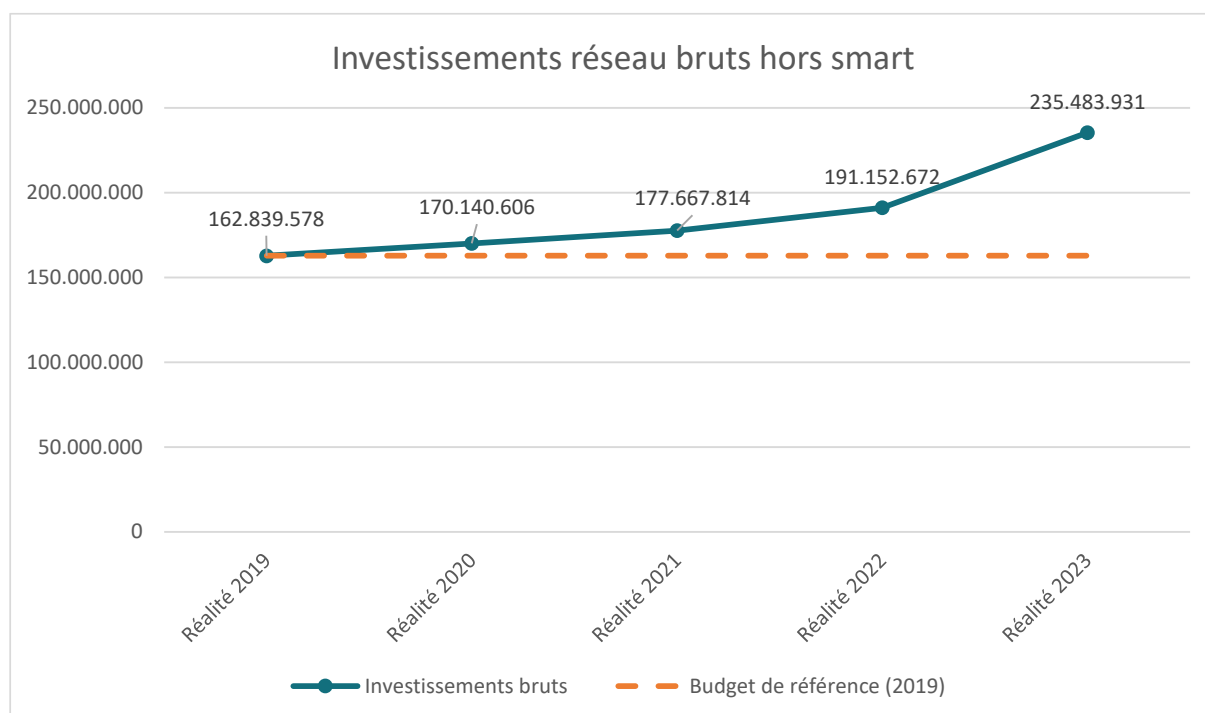
7.1.3.1. Bonus sur les charges d'amortissement de l'année 2023

Le bonus sur les charges d'amortissement provient à la fois des investissements réseau et des investissements hors réseau.

Les coûts d'investissements réseau réels (hors compteurs intelligents) de l'année 2023 (valeur nette) sont 12 % supérieurs au budget 2019 indexé. Au cours des quatre premières années de la période régulatoire 2019-2023, les coûts d'investissement réseau réels étaient inférieurs aux coûts d'investissement du budget 2019 indexés.

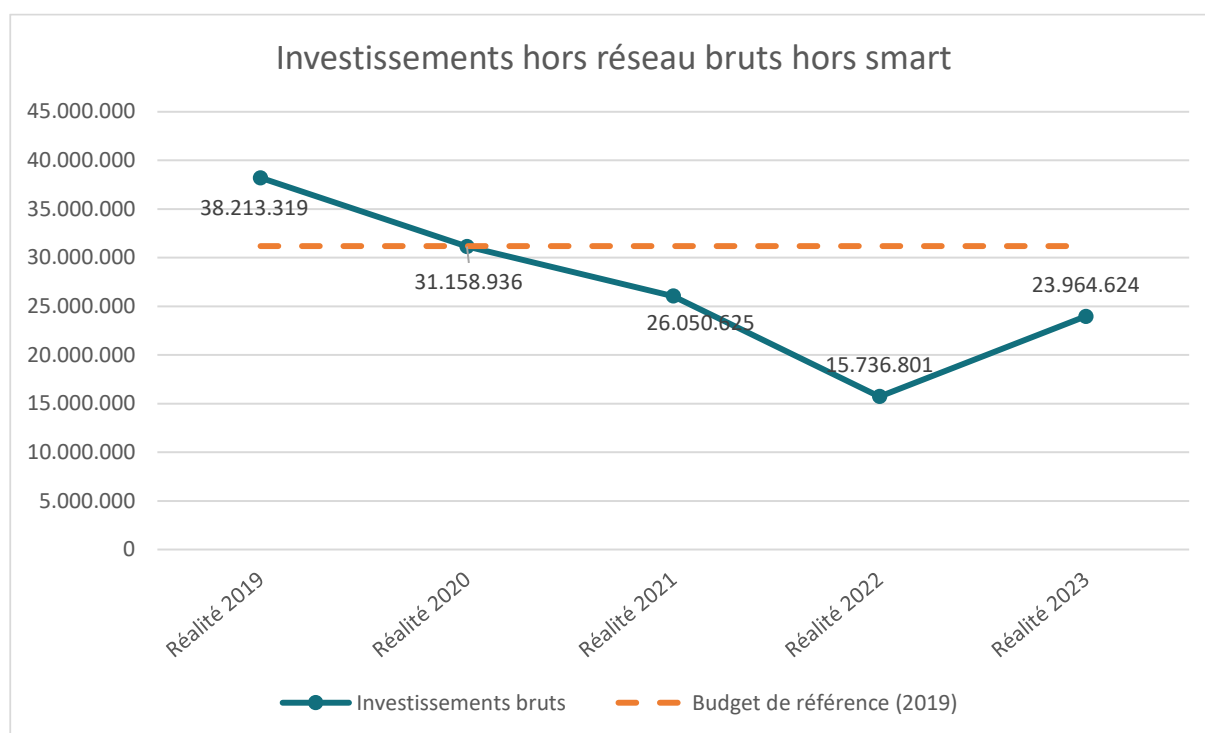
Les graphiques suivants montrent l'évolution des investissements réseau réels entre 2018 et 2022. On constate que les investissements réseau (hors compteurs intelligents) **augmentent de 23 %** en valeur brute entre 2022 et 2023.

GRAPHIQUE 3 INVESTISSEMENTS RÉSEAU BRUTS – ORES ÉLECTRICITÉ – HORS INVESTISSEMENTS SMART - 2019-2023



Les investissements hors réseau (déduction faite des investissements IT relatifs au projet de déploiement des compteurs communicants dont les charges d’amortissement sont prises en compte dans les CPS) augmentent de 52 % entre 2022 et 2023. Ce sont principalement les investissements informatiques qui ont fortement augmenté entre 2022 et 2023.

GRAPHIQUE 4 INVESTISSEMENTS HORS RÉSEAU – ORES ÉLECTRICITÉ– HORS INVESTISSEMENT SMART - 2019-2023



7.1.3.2. Malus sur les charges de désaffectation de l'année 2023

Le tableau ci-dessous répartit les charges de désaffectation entre les charges relatives aux investissements corporels et incorporels.

	BUDGET	REALITE	ECART
Charges désaffectation immobilisations corporelles	5.487.727	14.301.330	-8.813.603
Charges désaffectation immobilisations incorporelles	0	0	0
Total charges de désaffectation	5.487.727	14.301.330	-8.813.603

Le montant des désaffectations provient essentiellement de désinvestissements conséquents d'actifs corporels. Parmi ceux-ci, on note des désinvestissements de 4,8 M€ de câbles MT, de 1,5 M€ de lignes, de 2,7 M€ de groupes de comptage BT et de 1,4 M€ de compteurs à budget (remplacés par des compteurs communicants).

L'impairment test réalisé en 2023 sur les immobilisations incorporelles a conduit ORES à désaffecter un de ses projets. Ce dernier étant totalement amorti, cela n'a eu aucun impact dans le compte de résultat de la société.

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

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

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

Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2023 s'élève à 300€ par MWh étant fortement supérieur au prix maximum autorisé (223€/MWh), ORES comptabilise **un malus de 40 M€**. Comme expliqué au point 7.1.1.6, ORES avait anticipé ce malus en comptabilisant une provision de 47,5 M€ en 2022. Aussi, le malus de l'année 2023 est intégralement compensé par l'extourne de la provision et l'impact sur le compte de résultat de l'année 2023 est nul.

7.2.2. 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 de l'année 2023 s'élève à 303€ par MWh étant fortement supérieur au prix maximum autorisé (224€/MWh), ORES comptabilise **un malus de 12,5 M€**. Comme expliqué au point 7.1.1.6, ORES avait anticipé ce malus en comptabilisant une provision de 2,3 M€ en 2022. Aussi, le malus de l'année 2023 est compensé partiellement par l'extourne de la provision et l'impact sur le compte de résultat de l'année 2023 s'élève à 10,2 M€.

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

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

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

7.2.4. 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.

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 s'est faite de façon concomitante avec le MIG6, soit en décembre 2021.

Au cours de l'année 2023, le GRD a versé des indemnités pour un montant total de 381.799€ aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget. Le délai moyen de placement d'ORES en 2023 s'élève à 125 jours. Ce délai est supérieur au délai moyen maximum autorisé par la méthodologie tarifaire (66 jours). Le GRD a dès lors comptabilisé **un malus de 264.752€**.

7.3. Détail du bonus/malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité

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

Le 28 octobre 2021, la CWaPE a adopté la décision CD-21j28-CWaPE-0578 portant sur la révision des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité d'ORES Assets. À travers cette décision, la CWaPE a revu les budgets des années 2019 à 2023 relatifs au projet de déploiement des compteurs communiquant électricité. Pour l'année 2023, le budget révisé s'élève à **10.161.048€** qui se répartit en coûts variables (4.664.416€), coûts fixes (4.365.761€) et coûts non-contrôlables (1.130.871€).

En 2023, les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants budgétées s'élèvent à 4.365.761€ tandis que les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants réelles s'élèvent à 6.377.914€ ce qui génère un **malus de -2.012.153€**. Ce malus provient essentiellement des charges opérationnelles IT réelles qui sont supérieures aux charges budgétées.



À ce malus de -2.012.153€, s'ajoute un **bonus de 1.359.000€** sur les coûts unitaires variables des compteurs communicants calculé conformément à la décision CD-21j28-CWaPE-0578.

Étant donné que les charges nettes variables couvrent uniquement les charges d'amortissement et de désaffectation additionnelles c'est-à-dire supplémentaires aux charges déjà incluses dans les charges contrôlables, la CWaPE et ORES ont convenu que les quantités de compteurs communicants à prendre

en considération pour le calcul du solde régulateur et du bonus/malus était le nombre de compteurs communicants hors BAU c'est-à-dire les placements de compteurs supplémentaires aux placements de compteurs qui font partie de l'activité ordinaire d'ORES.

Étant donné que les charges additionnelles d'amortissement sont des charges cumulées, la CWaPE et ORES ont convenu que la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre cumulé de compteurs communicants placés. Les charges additionnelles de désaffectation étant quant-à-elles des charges annuelles, la variable à prendre en considération pour le calcul du coût unitaire est le nombre annuel de compteurs communicants placés.

Aussi, la CWaPE et ORES ont convenu de calculer deux coûts variables unitaires : une fonction du nombre de compteurs communicants placés cumulés et une fonction du nombre de compteurs communicants placés annuellement.

	BUDGET 2023	REALITE 2023	ECART BUDGET 2023 - REALITE 2023	SOLDE REGULATOIRE	BONUS/MALUS
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs cumulés	15,37	-0,77	16,13		2.091.090 BONUS
Coût unitaire fonction du nombre de compteurs annuels	55,12	68,57	-13,45		-732.090 MALUS

Le coût unitaire variable budgété fonction du nombre de compteurs communicants cumulés s'élevait à 15,37€ alors que le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants cumulés s'élève à -0,77€. La différence entre les deux coûts unitaires, soit 16,13€, multipliée par le nombre cumulé de compteurs communicants hors BAU, soit 129.618 compteurs, constitue un **bonus de 2.091.090€**. Cet écart important entre les deux coûts unitaires provient du fait que les charges réelles d'amortissement des compteurs classiques et des CàB sont inférieures aux charges budgétées.

Le coût unitaire variable budgété fonction du nombre de compteurs communicants annuels s'élevait à 55,12€ alors que le coût unitaire variable réel fonction du nombre de compteurs communicants annuels s'élève à 68,57€. La différence entre les deux coûts unitaires, soit -13,45€, multipliée par le nombre annuel de compteurs communicants hors BAU placés en 2023, soit 54.437 compteurs, constitue un **malus de 732.090€**. L'écart entre les deux coûts unitaires s'explique par le fait que les charges de désaffectation réelles sont supérieures aux charges de désaffectation budgétées.

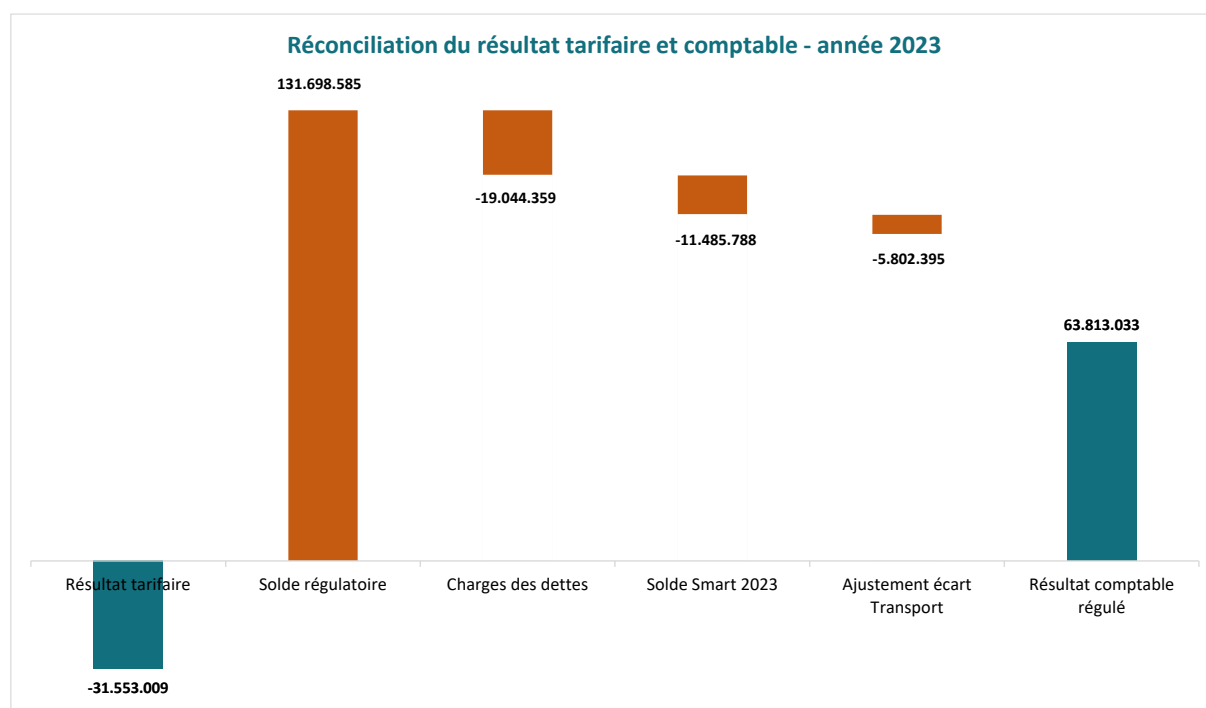
8. RESULTAT ANNUEL

Pour l'année 2023, le résultat tarifaire, c'est-à-dire la différence entre les produits et les charges déterminés selon la méthodologie tarifaire 2019-2023, s'élève à **-31.553.009€**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève quant à lui à **63.813.033€**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous.

L'écart s'explique par :

- la comptabilisation du solde régulateur initial de l'année 2023 (-131.698.585€)
- la comptabilisation du solde régulateur issu de la révision du budget smart 2023 (-11.485.788€)
- la prise en compte des charges financières (-19.044.359€)
- d'un montant de (-5.802.395€) au titre de « *ajustement écart transport* » qui correspond au produit perçu par ORES à la suite de la réconciliation définitive des années 2019 et 2020 des soldes de transport.

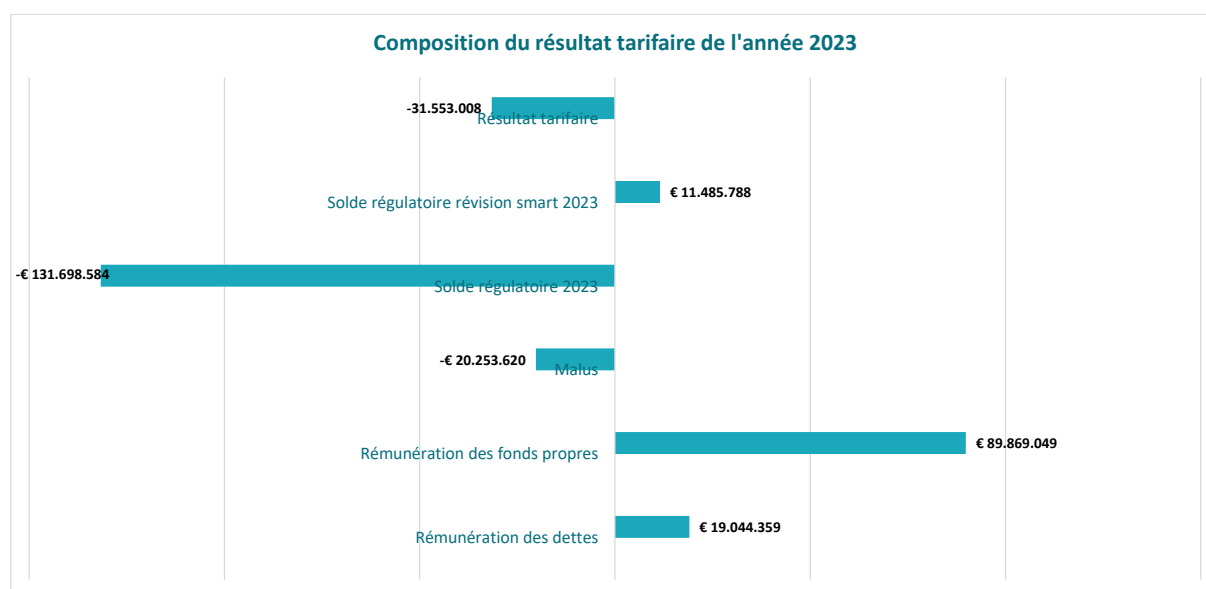
GRAPHIQUE 5 RÉCONCILIATION DU RÉSULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNÉE 2023



Le résultat tarifaire de l'année 2023 est composé de la **marge bénéficiaire équitable** dont le total s'élève à **108.913.408€** et de **l'écart global** entre les produits et les charges réelles qui s'élève à **-140.466.416€** et qui correspond à la somme du malus (-20.253.620€), du solde régulateur de l'année 2023 (-131.698.584€) et du solde régulateur issu de la révision du budget smart 2022 (11.485.788€).

La marge bénéficiaire équitable constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau. Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution. Pour l'année 2023, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **19.044.359€** au gestionnaire de réseau. Il reste par conséquent un montant de **89.869.049€** disponible pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

GRAPHIQUE 6 COMPOSITION DU RÉSULTAT TARIFAIRE – ANNÉE 2023



Le montant moyen des fonds propres régulés de l'activité électricité pour l'année 2023 s'élève à **1.347.721.025€¹**. On peut en déduire que **le taux de rendement des fonds propres** du gestionnaire de réseau pour l'année 2022 est de **7 %** (89.869.049€/1.347.721.025€), selon les règles de la méthodologie tarifaire 2019-2023. 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 20.253.620€, ce qui porte **le taux de rendement réel des fonds propres régulés à 5 %** ((89.869.049€ - 20.253.620€)/1.347.721.025€).

Le gestionnaire de réseau ORES Assets distribue de l'électricité et du gaz naturel. Le résultat total (électricité + gaz) de l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève à **105.613.289€** avant le transfert de 989.350€ et le prélèvement de 1.946.090€ aux réserves immunisées (tax shelter). Le résultat de l'exercice (électricité + gaz) à affecter s'élève dès lors à **106.570.029€**.

¹ Les fonds propres incluent le capital souscrit, les plus-values de réévaluation et les réserves.

Les activités non-régulées (entretien de l'éclairage public non OSP, charges et produits d'ORES Mobilité, projet-pilote Logis-CER) du gestionnaire de réseau ont généré une perte de **-2.386€**.

Les autres activités (gestion de deux bâtiments non liés à l'activité de distribution mis à la disposition de tiers) exercées par le gestionnaire de réseau ont généré un bénéfice de **595.136€**. **Le résultat total à affecter d'ORES Assets s'élève à 107.162.778€.**

ORES a décidé d'affecter 30 % du résultat total aux réserves et a versé dès lors des dividendes à hauteur de **74.667.710€**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **70 %** en 2023.

TABEAU 3 **RÉSULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNÉE 2023**

Année 2023	ELEC + GAZ
Résultat de l'activité régulée	€ 106.570.029
Résultat de l'activité non-régulée	€ -2.386
Résultat des autres activités	€ 595.136
Résultat global de la société	€ 107.162.779
Affecté aux réserves	€ -32.495.068
Dividendes versés	€ 74.667.711
Payout ratio	70%

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. Les chiffres relatifs aux activités non-régulées et aux autres activités du gestionnaire de réseau sont validés par l'Assemblée Générale des actionnaires. La CWaPE communique ces montants dans un souci de transparence et d'information la plus complète possible.

9. SOLDES REGULATEIRES

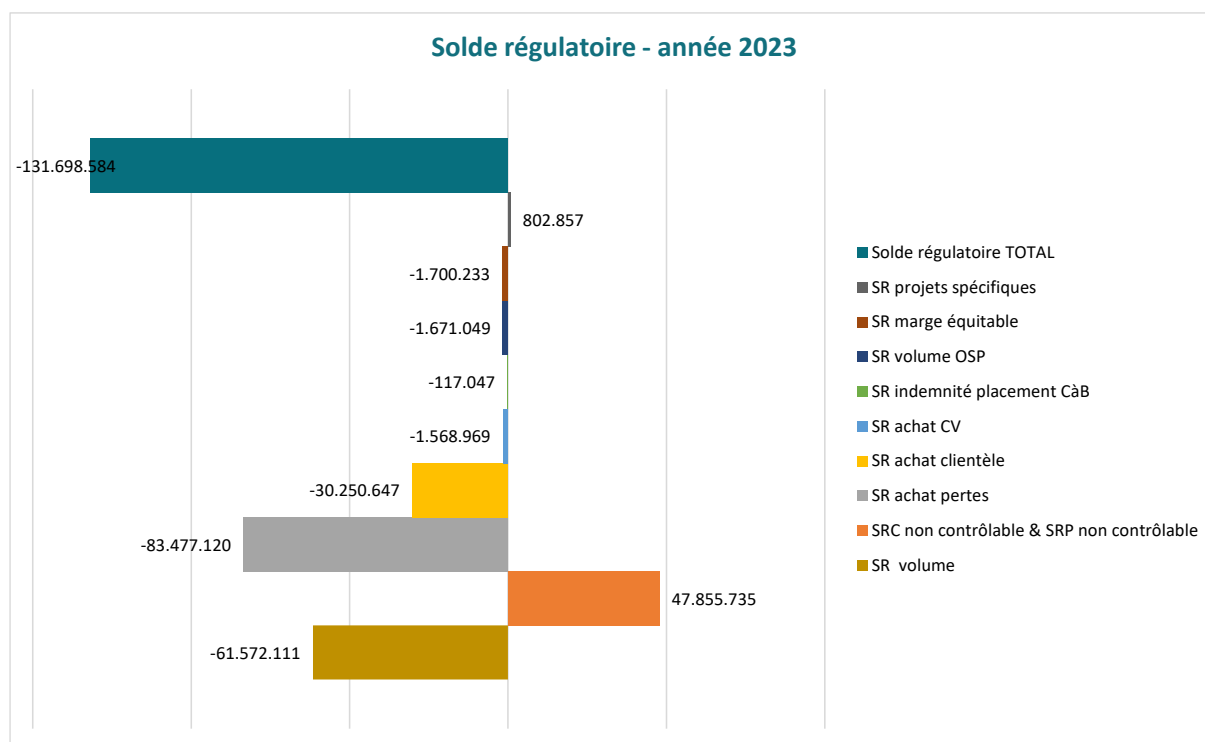
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

Chacun des soldes régulatoires composant le solde régulatoire total est détaillé aux points 9.1 à 9.5 de la présente décision.

Le solde régulatoire annuel total de **131.698.584€** est un **actif régulatoire (créance tarifaire)** à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 7 SOLDE RÉGULATOIRE – ANNÉE 2023



Légende :

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

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

Le solde régulateur relatif aux **produits issus des tarifs périodiques** de distribution (SR_{volume}) est défini à l'article 105 de la méthodologie tarifaire 2019-2023. En 2023, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **61.599.356€** après déduction du chiffre d'affaires relatif à la redevance de voirie (4.635.638€), du chiffre d'affaires relatif à l'impôt des sociétés (5.431.677€) et du chiffre d'affaires relatif aux « autres impôts et surcharges » (14.065€).

Chiffre d'affaires (signe négatif)	BUDGET	REALITE	ECART	SOLDE REGULATEUR
Chiffre d'affaires - Tarif OSP	-56.151.498	-46.161.862	-9.989.635	-9.989.635
Chiffre d'affaires - Redevance de voirie	-30.853.452	-26.217.814	-4.635.638	-4.635.638
Chiffre d'affaires - Tarif impôts sur les revenus	-30.796.840	-25.365.163	-5.431.677	-5.431.677
Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges	-68.649	-54.583	-14.065	-14.065
Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires	-18.323.053	-15.402.143	-2.920.910	-2.920.910
Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive	0	-2.344.203	2.344.203	2.344.203
Chiffre d'affaires - Tarif injection	-802.042	-1.612.457	810.415	810.415
Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution	-464.281.705	-412.438.275	-51.843.430	-51.843.430
TOTAL	-601.277.238	-529.596.502	-71.680.737	-71.680.737
SR produits périodiques				-61.599.356

Le solde régulateur total relatif aux produits issus des tarifs périodiques est un actif régulateur qui s'élève à **61.599.356€**.

9.1.1. Redevance de Transit non Relevée (RTNR)

Le solde régulateur relatif au chiffre d'affaires de l'année 2023 comprend un solde lié à la comptabilisation de notes de crédit à établir (chiffre d'affaires à diminuer) pour un **montant de -10,6M€**.

Annuellement, ORES comptabilise des écritures comptables « RTNR » (abréviations de Redevances de Transit Non Relevées) qui augmentent ou diminuent le chiffre d'affaires facturé par le GRD avec comme objectif que le chiffre d'affaires comptable reflète de manière plus fidèle les produits de l'année écoulée. Les volumes pris en considération pour déterminer le montant du chiffre d'affaires « manquant » ou « excédentaire » correspondent à la différence entre les volumes d'allocation de l'année N et les volumes facturés aux clients YMR au cours de l'année N.

En 2023, le détail des RTNR est repris dans le tableau ci-dessous :

RTNR exercice conso 2023	-31.074.702
Montant relatif à 2022 facturé en 2023 = annulation de la facture à établir	33.292.518
Annulation provision RTNR 2021	-12.844.796
TOTAL corrections RTNR	-10.626.980

9.1.2. Chiffre d'affaires issu des tarifs d'utilisation du réseau

À côté de ce montant de notes de crédit à établir (chiffre d'affaires à diminuer) de 10,6M€, ORES comptabilise un **actif régulateur de 42,7 M€** provenant du chiffre d'affaires issu des tarifs d'utilisation du réseau.

Cet actif régulateur se compose d'un actif régulateur (-63,7 M€) au niveau du chiffre d'affaires issus du terme proportionnel compensé par un passif régulateur au niveau du chiffre d'affaires issu du terme prosumer (+20,6 M€).

9.1.2.1. Chiffre d'affaires issu du tarif prosumer

Depuis 2020 (entrée en vigueur du terme prosumer), le chiffre d'affaires issus de la facturation du tarif prosumer est supérieur aux recettes budgétées ce qui génère un passif régulateur. Ce passif régulateur a fortement augmenté en 2022 et 2023 suite à l'augmentation du nombre de prosumers (+14 % entre 2021 et 2022 et + 20 % entre 2022 et 2023) et de la puissance des installations qui en découlent (+13 % entre 2021 et 2022 et +18 % entre 2022 et 2023).

Recettes tarif prosumer				
	2020	2021	2022	2023
Budget	43.298.722	44.482.449	45.655.104	46.441.869
Réalité	49.617.967	51.655.529	61.422.258	67.065.996
Solde régulateur	6.319.245	7.173.080	15.767.154	20.624.127

Evolution prosumers				
	31-12-20	31-12-21	31-12-22	31-12-23
Nombre de prosumers	138.328	152.236	172.892	207.110
Puissance installée (kVa)	734.269	805.989	906.988	1.074.708

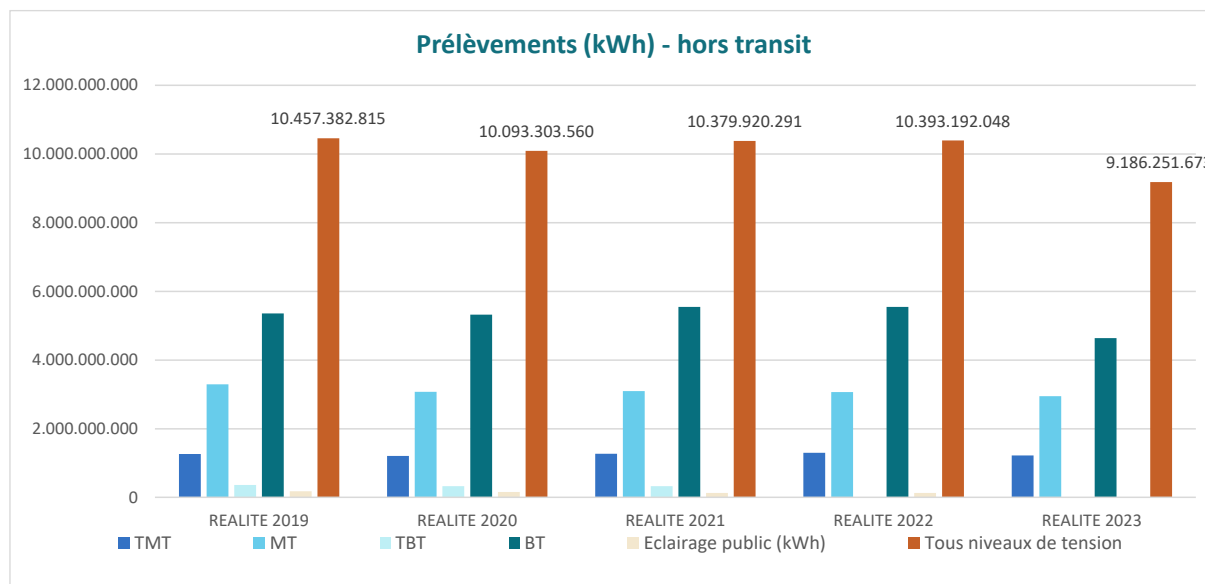
Le nombre réel de prosumers et les puissances réelles des installations sont en 2023 respectivement 68 % et 69 % supérieurs aux valeurs budgétées.

SOLDE REGULATEUR RECETTES PROSUMER				
	BUDGET 2023	REALITE 2023	ECART	
Nombre prosumers	122.955	207.110	84.155	68%
Puissance nette développab	636.030	1.074.708	438.678	69%
Recettes issues du tarif pro	46.441.869	67.065.996	20.624.127	44%

9.1.2.2. Volumes de prélèvement réels

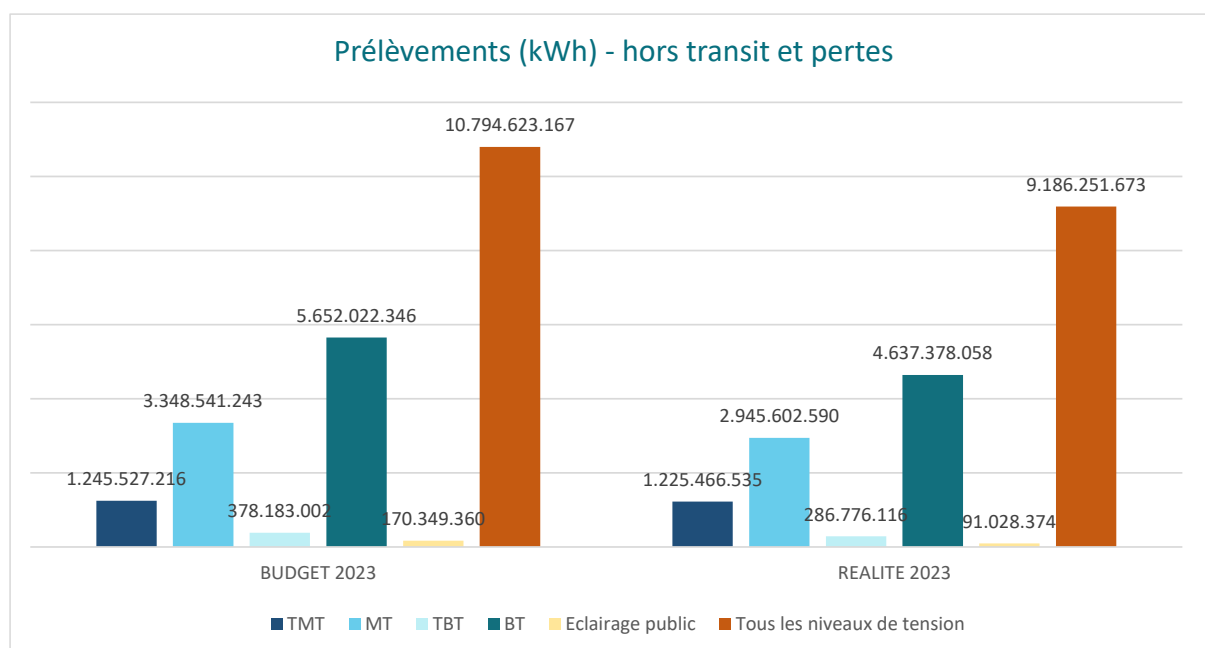
Les volumes d'électricité réels distribués sur le réseau d'ORES en 2023 sont 15 % inférieurs aux volumes d'électricité budgétés. Les volumes de prélèvement sur le réseau d'ORES s'élèvent à 9,1 GWh en 2023 soit une diminution de 12 % par rapport aux volumes de l'année 2022.

GRAPHIQUE 8 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS RÉELS 2019-2023 (HORS TRANSIT ET PERTES)



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

GRAPHIQUE 9 VOLUMES DE PRÉLÈVEMENTS BUDGÉTÉS ET RÉELS 2023 (HORS TRANSIT ET PERTES)



Les volumes de prélèvement budgétés des années 2019 à 2023 sont basés sur les volumes facturés hors régularisation de l'année 2017. On constate que les volumes réels de l'année 2023 sont **15 %** inférieurs aux volumes budgétés.

En basse tension, l'écart entre les volumes de prélèvement réels et budgétés s'élève à 18 % et est principalement attribuable au nombre de prosumers qui a augmenté fortement entre 2017 et 2022 ce qui réduit de *facto* les volumes de prélèvement. À contrario, le placement des compteurs communicants entraîne une ré-augmentation des volumes facturés aux prosumers puisque ces derniers sont facturés sur la base des prélèvements bruts au lieu du forfait capacitaire.

En basse tension, on constate également une augmentation des recettes issues du terme capacitaire liée à l'augmentation du nombre de ce clients BT avec mesure de pointe (+28 % entre 2022 et 2023).

Enfin, on constate également un écart de -24 % au niveau TBT entre les volumes de prélèvement réels et budgétés et de -47 % au niveau des volumes d'éclairage public probablement lié au remplacement du parc de luminaires par des leds.

Il est à noter que le solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution (SR_{volume}) ne prend pas en compte les recettes issues des tarifs pour les surcharges (Impôt des sociétés, redevance de voirie, autres impôts et surcharges). Ces dernières sont intégrées respectivement dans le calcul des soldes régulateurs relatif à l'impôt des sociétés, à la redevance de voirie et aux autres impôts et surcharges (voir point 9.2.1 de la présente décision).

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

9.2.1. 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. En 2023, ce solde régulateur est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **4.990.258€**.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non-contrôlables (SRP_{non-contrôlables})** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire. En 2023, ce solde est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **42.865.477€** et qui provient des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD ainsi que des montants versés par la CREG au titre de compensation pour l'alimentation des clients protégés.

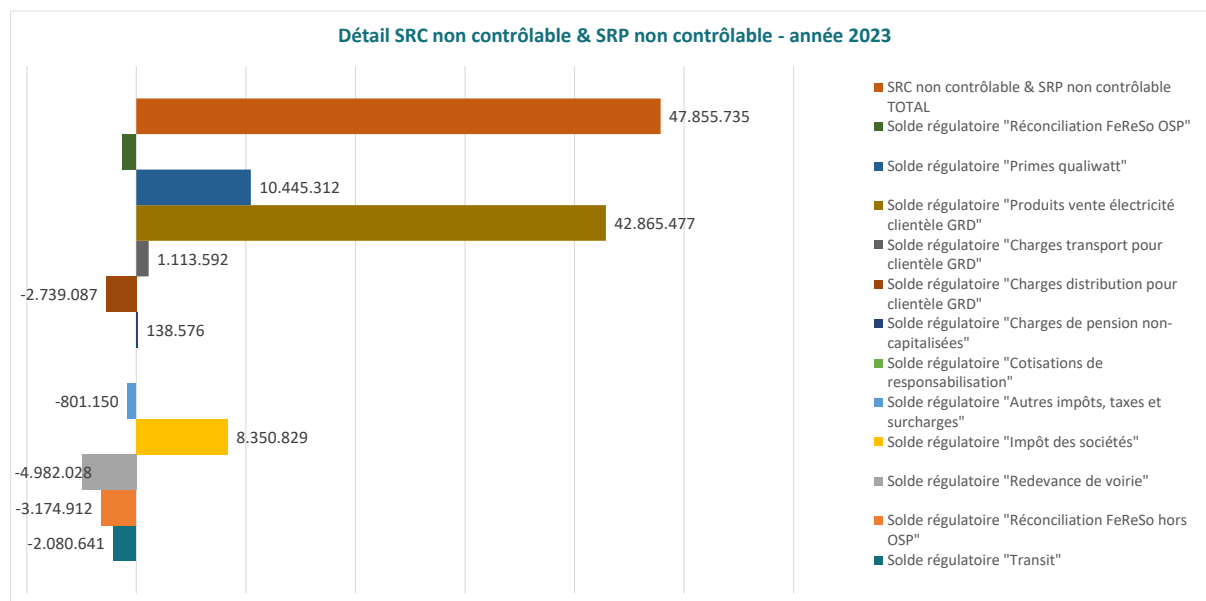
Les produits réels issus de la facturation des clients protégés sont 147 % supérieurs aux produits budgétés car d'une part le nombre de clients protégés alimentés par le GRD est 35 % supérieur au nombre budgété et d'autre part le tarif social est 83 % supérieur au tarif social budgété.

Les produits réels issus de la facturation des clients sous fournisseur X sont 115 % supérieurs aux produits budgétés car le prix unitaire réel moyen est 111 % supérieur au prix unitaire budgété.

En outre, le montant comptabilisé en 2023 au titre de compensation CREG s'élève à **19.970.387€** est 8 fois supérieur au montant budgété. Ce montant très élevé est lié à l'écart important entre le tarif social et le tarif de référence et à l'augmentation du nombre de clients protégés notamment à la suite de l'octroi temporaire du statut de clients protégés aux clients « BIM ».

La somme de ces deux soldes réglementaires est un passif réglementaire (dette tarifaire) qui s'élève à **47.855.735€** dont le détail est repris dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 10 DÉTAIL SOLDE RÉGULATOIRE SRC NON CONTRÔLABLES & SRP NON CONTRÔLABLES — ANNÉE 2023



En 2023, le solde réglementaire relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables** se compose notamment :

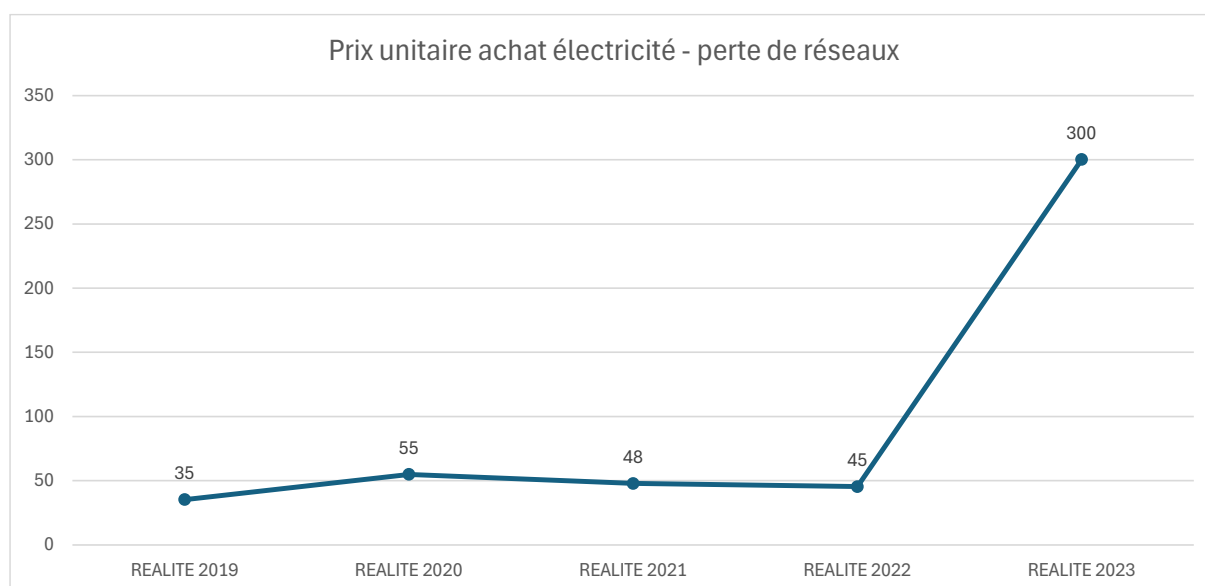
- d'un passif réglementaire (dette tarifaire) de **10.445.312€** sur les primes qualiwatt. Ce passif provient à la fois d'une surestimation importante du nombre de primes à payer budgétées car au moment de l'élaboration de la proposition de revenu autorisé, ORES ne savait pas que le système de soutien Qualiwatt serait arrêté en juin 2019 mais également d'une surestimation du montant des primes. En 2023, ORES n'a plus versé aucune prime Qualiwatt alors que le GRD avait estimé devoir verser 14.677 primes pour un coût total de 10,5 M€ ;
- d'un passif réglementaire (dette tarifaire) de **8.350.829€** sur les charges liées à l'impôt des sociétés qui résulte du fait que la charge fiscale réelle est inférieure à la charge fiscale budgétée suite à l'exonération de la reprise de provision « anticipation malus sur achat d'électricité » qui avait été taxée en 2022 ;
- d'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **-4.982.028€** sur les coûts/produits de la redevance de voirie qui provient du fait que les recettes/produits sont 15 % inférieurs aux recettes budgétées suite à la diminution des volumes de prélèvement ;
- d'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **-3.174.912€** sur les charges et produits issus de la réconciliation FeReSo (hors OSP). ORES avait budgété une charge de 1,1 M€ mais a supporté une charge de 4,3 M€. Le prix unitaire réel moyen de réconciliation s'élève à 168€/MWh alors que le prix unitaire moyen budgété s'élevait à 55€/MWh. Les volumes réels sont quant à eux 22% supérieurs aux volumes budgétés ;
- d'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **-2.739.087€** sur les charges de distribution pour la clientèle GRD au nombre de clients alimentés par le GRD en 2023 (clients protégés et clients sous fournisseur X) supérieur aux prévisions budgétaires ;

- d'un actif régulateur (créance tarifaire) de – **2.080.641€** sur les charges et produits issus du transit. Dans la proposition de revenus autorisés, les charges et produits issus du transit incluait la facturation du tarif de transport entre GRD. Dans la réalité, les GRD wallons se sont accordés pour ne plus facturer le tarif de transport péréquité entre eux. Par conséquent, il en résulte un solde régulateur équivalent aux coûts de transport entre ORES et ses GRD voisins. Par ailleurs, en 2023, ORES a réalisé des corrections des volumes de transit 2023 entre ses propres secteurs.

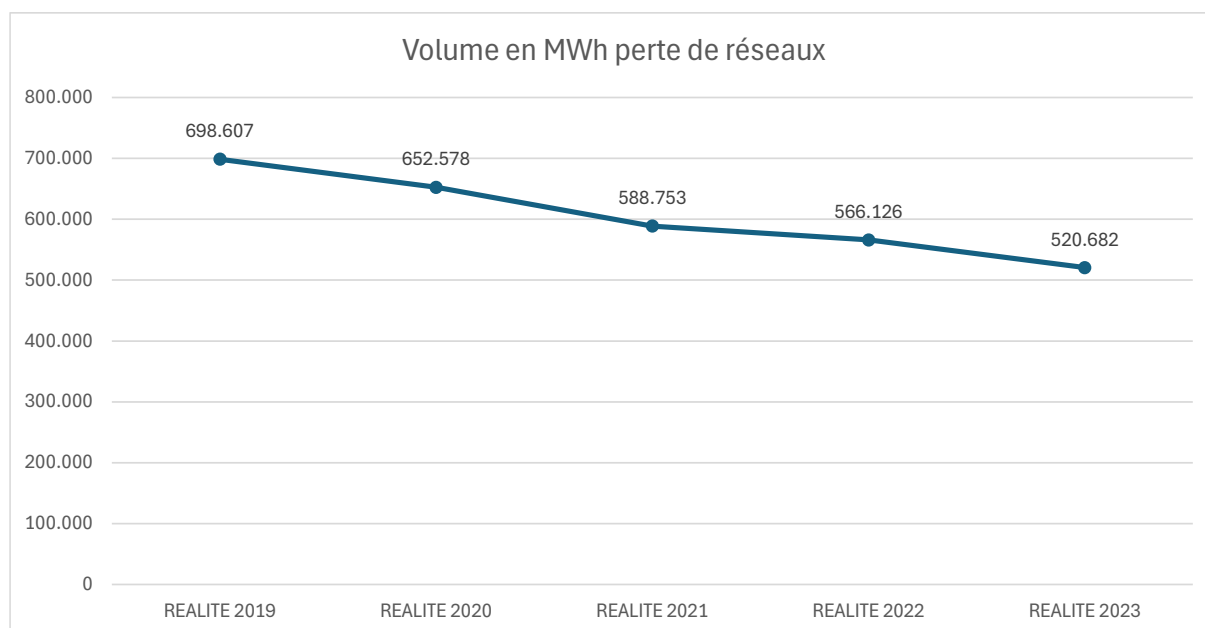
9.2.2. Détail du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques ($SR_{achat\ pertes}$)

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. Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2023 étant supérieur au prix maximum, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-123.786.406€** est répercuté en partie sur les utilisateurs de réseau (-83.689.014€) et en partie sur le GRD (-40.097.392€).

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-184.127.242€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (60.340.836€)**. Le prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes est **six fois supérieur** au prix d'achat budgété ainsi qu'au prix d'achat réel de l'année 2022.



Les volumes réels de pertes en réseau de l'année 2023 sont 28 % inférieurs aux volumes budgétés. ORES constate une diminution importante des volumes de pertes depuis quelques années liée en partie à l'augmentation du nombre d'installations d'UPD sur son réseau.



À ce montant, s'ajoute un solde (passif régulateur) de 211.893€ relatif à l'électricité facturée aux forains. Le montant total du solde régulateur relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau s'élève à **-123.574.513€**.

Les pertes en réseau représentent en moyenne 5 % de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent en moyenne 85 % des volumes de pertes.

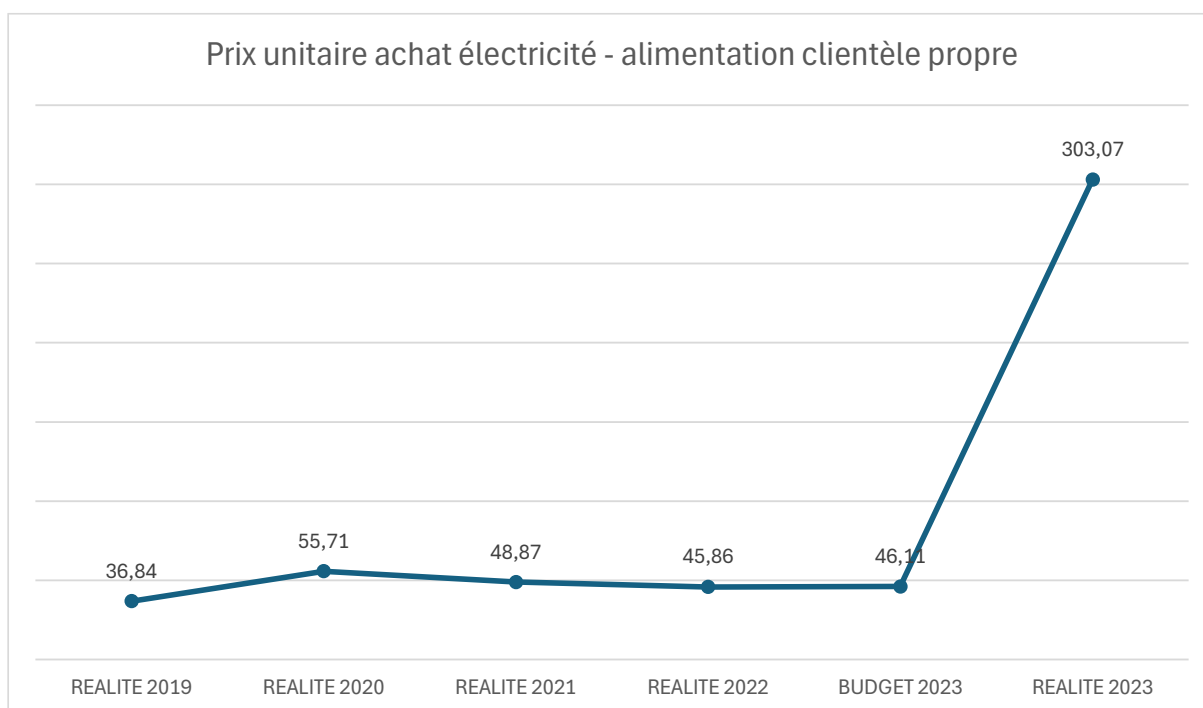
Les pertes estimées pour le niveau BT sont déduites de l'écart entre les volumes estimés entrant sur le réseau « infeed » et les volumes estimés distribués sur le réseau déduction faite des pertes attribuées aux niveaux MT et T-BT.

9.2.3. 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. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre de l'année 2023 étant supérieur au prix maximum, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-42.812.866€** est répercuté en partie sur les utilisateurs de réseau (-30.250647€) et en partie sur le GRD (-12.562.219€).

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-30.666.644€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-12.146.222€)**.

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre est **six fois supérieur** au prix d'achat budgété ainsi qu'au prix d'achat réel de l'année 2022.



Les volumes réels d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre de l'année 2023 sont 34 % supérieurs aux volumes budgétés le nombre de clients alimentés étant supérieur aux prévisions.

9.2.4. 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. Le prix d'achat réel des certificats verts l'année 2023 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-1.568.969€** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-95.652€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-1.473.317€)**. Le prix d'achat réel des certificats verts est 6 % supérieur au prix d'achat budgété et le nombre de certificats verts achetés en 2023 est 85 % supérieur au nombre budgété.

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

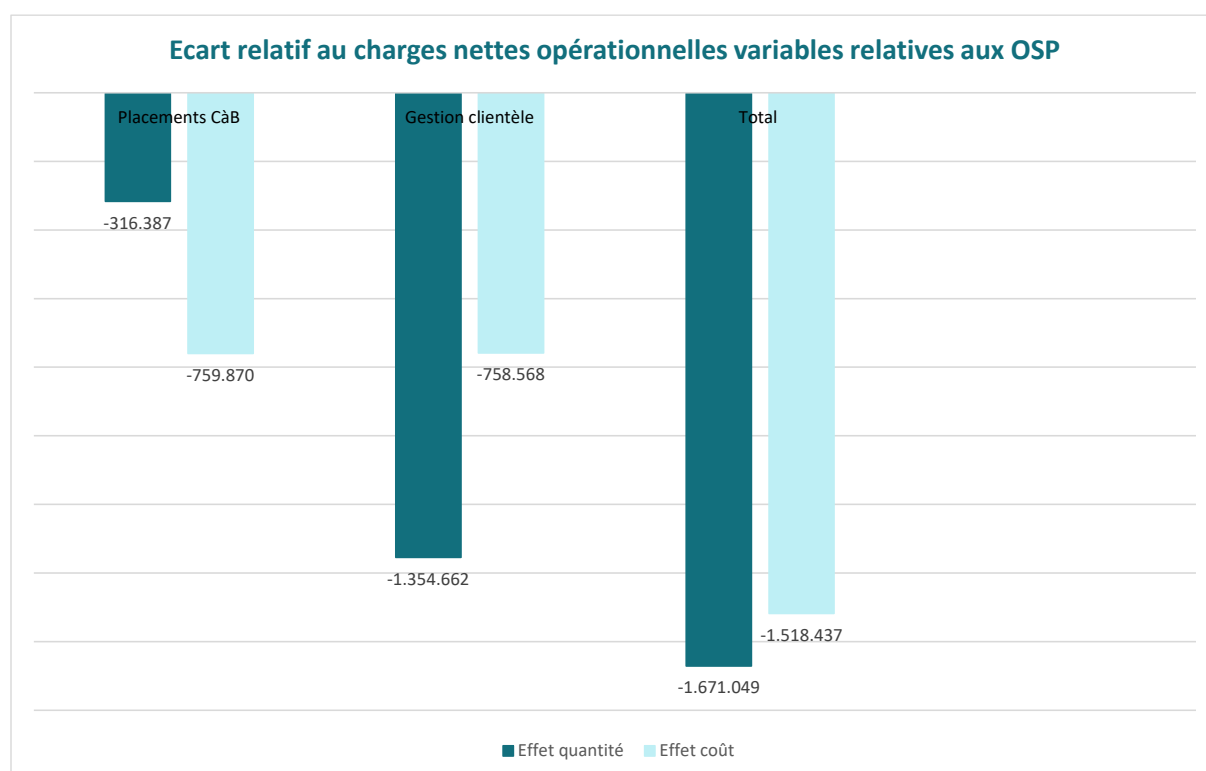
L'écart relatif aux indemnités versées aux fournisseurs d'électricité résultant du retard de placement des compteurs à budget est défini à l'article 111 de la méthodologie tarifaire. Le délai réel moyen de placement des compteurs à budget de l'année 2023 étant supérieur au délai moyen de placement maximum fixé par la méthodologie tarifaire, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-381.799€** est réparti entre le GRD et les utilisateurs de réseau.

Le montant à charge des utilisateurs de réseau s'élève à **-117.047€** et le montant à charge du GRD (malus) s'élève à **-264.752€**.

9.3. 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 malus de **-1.518.437€** (cf. point 7.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de **-1.671.049€** constituant une créance tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 11 DÉTAIL DE L'ÉCART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPÉRATIONNELLES CONTRÔLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNÉE 2023

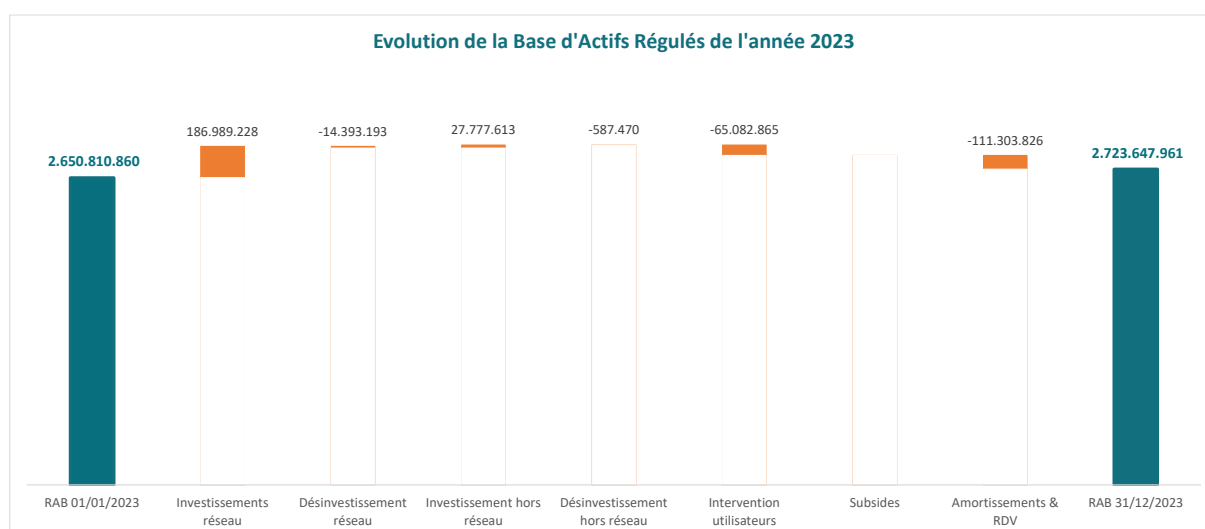


L'actif régulateur de -1.671.049€ se compose d'un actif régulateur de **-316.387€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion des compteurs à budget et d'un actif régulateur de **-1.354.662€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion de la clientèle. Au niveau de la gestion de la clientèle, le nombre réel de clients alimentés par le GRD en 2023 est supérieur de 39 % au nombre budgété ce qui explique la création d'un actif régulateur. Au niveau de la gestion des compteurs à budget, le nombre réel de demandes de placement en 2023 est inférieur au nombre budgété mais le coût unitaire associé étant négatif, le solde régulateur est également une créance tarifaire.

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

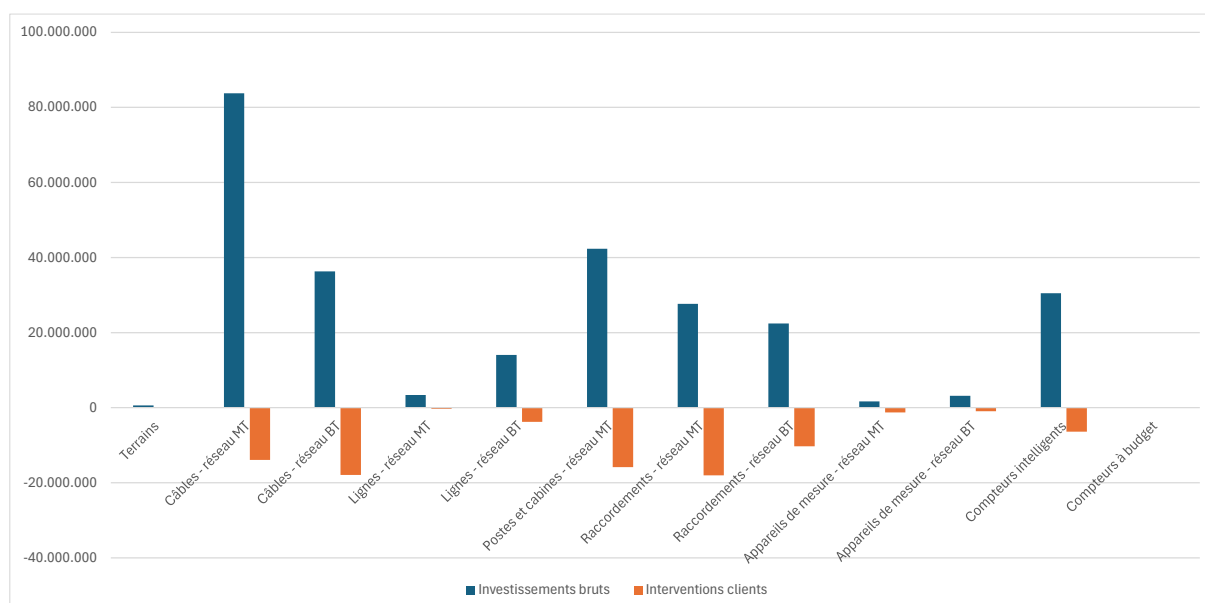
La valeur de la Base d'Actifs Régulés s'élève à **2.650.810.860€** au 1^{er} janvier 2023 et à **2.723.647.961€** au 31 décembre 2023. La valeur moyenne de la RAB de l'année 2023 calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **2.687.229.411€**.

GRAPHIQUE 12 ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS RÉELLES DE L'ANNÉE 2023



Les investissements réseau de l'année 2023 s'élèvent à 265.986.242€ et les interventions clients s'élèvent à 88.674.787€. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers² y afférentes, sont répartis par type d'actif réseau selon le graphique ci-dessous.

GRAPHIQUE 13 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS CLIENTS - RÉSEAU



² Il peut y avoir un décalage entre l'intervention tiers et l'investissement expliquant que les interventions tiers sont supérieures aux investissements.

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 total de la marge équitable s'élève à **108.913.408€** pour l'année 2023.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2023, il s'élève à **-1.700.233€** et constitue une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs du réseau.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable s'explique exclusivement par la variation de la Base d'Actifs Régulés moyenne budgétée par rapport à la Base d'Actifs Régulés moyenne réelle. Cette variation qui s'élève à 41.949.987€ est le résultat des différentes variations suivantes :

	BUDGET	REALITE	DIFFERENCE
BAR au 01/01/2023	2.633.265.249	2.650.810.860	17.545.611
Investissements réseau	169.396.204,2	265.986.242,2	96.590.038,0
Investissements hors réseau	26.161.716,2	26.140.146,6	-21.569,6
Interventions clients	-50.696.931,7	-88.674.786,5	-37.977.854,9
Désinvestissements réseau	-5.236.390,3	-14.308.986,9	-9.072.596,5
Désinvestissements hors réseau	0,0	-76.862,6	-76.862,6
Amortissements et RDV	-115.596.249,8	-116.228.651,7	-632.401,8
BAR au 31/12/2023	2.657.293.598	2.723.647.961	66.354.363
BAR MOYENNE	2.645.279.424	2.687.229.411	41.949.987

- La valeur réelle de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2023 est supérieure à la valeur budgétée de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2023 ;
- Les investissements réseau réels de l'année 2023 sont largement supérieurs aux investissements réseau budgétés ;
- Les investissements hors réseau réels de l'année 2023 sont légèrement inférieurs aux investissements hors réseau budgétés ;
- Les désinvestissements réseau et hors réseau réels de l'année 2023 sont largement supérieurs aux désinvestissements réseau et hors réseau budgétés ;
- Les interventions clients réelles de l'année 2023 sont largement supérieures aux interventions clients budgétés ;
- Les charges d'amortissement et de réduction de valeurs sur les actifs réels sont supérieures aux charges d'amortissement et de réduction de valeurs budgétées.

9.5. Détail du solde relatif aux charges nettes des projets spécifiques (SR projets spécifiques)

Le solde régulateur (dette tarifaire) relatif aux charges nettes des projets spécifiques s'élève à **802.857€** en 2023. Il se compose de l'écart relatif aux charges nettes variables et de l'écart relatif aux charges/produits non-contrôlables.

9.5.1. Ecart relatif aux charges nettes variables

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

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

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

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

En 2023, ORES comptabilise un solde régulateur (créance tarifaire) de **-328.014€** au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs communicants. En effet, ORES a placé 98.372 compteurs communicants électricité alors qu'il prévoyait initialement d'en placer 88.643 en 2023. C'est principalement sur les segments « remplacement compteurs à la demande de l'URD » et « remplacement des compteurs chez les URD prosumers et consommateurs de plus de 6.000 kWh » que le nombre de compteurs placés est supérieur aux prévisions.

Le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève au 31/12/2023 à 129.618 alors qu'ORES avait prévu que le nombre cumulé de compteurs communicants placés s'élève à 134.246 au 31/12/2023.

9.5.2. Ecart relatif aux charges/produits non-contrôlables

Afin que les charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants reflètent une vision globale du projet, ORES a intégré au sein du budget des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs communicants les éléments non-contrôlables suivants :

- Les produits/gains sur les coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et des fraudes dus au déploiement des compteurs communicants ;
- La marge équitable différentielle qui représente la différence entre d'une part la marge équitable calculée sur la base d'actifs régulés selon le scénario de déploiement des compteurs

communicants et d'autre part, la marge équitable calculée sur la base d'actifs régulés selon le scénario de non-déploiement des compteurs communicants ;

- La charge fiscale différentielle calculée sur la base de la marge équitable différentielle ;

En *ex post*, l'écart sur la marge équitable différentielle et la charge fiscale différentielle sont traitées conformément aux dispositions visées par les articles 106 et 115 de la méthodologie tarifaire. De même, les produits/gains sur les coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes et des fraudes, sont traités en *ex-post* conformément aux dispositions visées par l'article 107 de la méthodologie tarifaire.

10. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATEIRE

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

Le solde régulateur de l'année 2023 étant particulièrement important, à la demande d'ORES, la CWaPE a accepté d'affecter de façon anticipative une partie (20 %) du solde régulateur 2023 dans les tarifs de l'année 2025 et ce avant son approbation via la présente décision. Le montant résiduel du solde régulateur 2023 devrait être affecté lors de l'approbation des tarifs périodiques 2026-2029.

11. DECISION

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

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

Vu la décision CD-17g17-CWaPE-0107 du 17 juillet 2017 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023 ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2023 introduit par ORES Assets auprès de la CWaPE en date du 28 juin 2024 ;

Vu la réunion de présentation du 5 septembre 2024 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets le 20 décembre 2024 et le 5 mai 2025 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE du rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2023 d'ORES Assets ;

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

Considérant que la proposition d'affectation du solde régulateur électricité d'ORES Assets pour l'année 2023 sera formalisée lors de l'approbation de la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 ;

Considérant la décision de la CWaPE référencée CD-21j28-CWaPE-0578 qui prévoit que l'affectation du solde régulateur issu de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants électricité, sera déterminée lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2028 d'ORES Assets ;

Considérant la décision de la CWaPE référencée CD-21k25-CWaPE-0598 qui prévoit que l'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2020 sera déterminée lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2028 d'ORES Assets ;

Considérant la décision de la CWaPE référencée CD-22l15-CWaPE-0711 qui prévoit que l'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2021 sera déterminée lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2028 d'ORES Assets ;

Considérant que l'affectation concomitante des soldes régulatoires des années 2020, 2021, 2022 et 2023 avec le solde régulateur issu de la révision des charges nettes des années 2019 à 2023 relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants « électricité » permettra vraisemblablement de limiter les variations tarifaires pour les utilisateurs de réseau ;

11.1. Approbation des soldes régulatoires

La CWaPE approuve les soldes régulatoires électricité de l'année 2023 rapportés par ORES Assets au travers de son rapport tarifaire *ex post* daté du 28 juin 2024, sous la réserve formulée à la section 3 de la présente décision. Le solde régulateur total électricité d'ORES Assets de l'année 2023 est un actif régulateur qui s'élève à -131.698.584€. Le solde régulateur de l'année 2023 hors Couvin s'élève quant à lui à -131.223.429€.

11.2. Affectation des soldes régulatoires

Un acompte régulateur de 26.244.686€ a déjà été affecté dans les tarifs de distribution de l'année 2025. La CWaPE décide que l'affectation du solde régulateur résiduel (soit -104.978.743€) sera déterminée ultérieurement lors de l'approbation des tarifs de distribution d'électricité 2026-2029 d'ORES Assets.

12. SOLDES REGULATOIRES NON AFFECTES

Le tableau suivant reprend le montant des soldes régulatoires d'ORES Electricité approuvés partiellement affectés ou non affectés :

	Montant approuvé	Quote-part Couvin	Montant affecté dans les tarifs 2022-2023	Montant affecté dans les tarifs 2025	Montant résiduel
Solde régulateur 2015	822.547		-493.528	-65.804	263.215
Soldes régulateur 2016	663.208		-397.925	-53.057	212.226
Solde régulateur 2017	-1.893.215	-11.781	5.162.831	-651.567	2.606.268
Solde régulateur 2018	-11.118.229	-6.076	12.802.313	-335.600	1.342.408
Solde régulatoires 2019	-19.002.579	27.424	11.401.547	1.514.722	-6.058.886
Solde régulateur 2020	-22.879.225	82.546		4.559.336	-18.237.343
Solde régulateur 2021	-884.973	3.193		176.356	-705.424
Solde régulateur 2022	925.898	-3.341		-184.511	738.046
Solde régulateur 2023	-131.698.584	475.155		26.244.686	-104.978.743
Solde révision budget smart 2019-2023	36.741.283	-132.559		-7.321.745	29.286.979
TOTAL	-148.323.869	434.561	28.475.238	23.882.816	-95.531.254

Légende :

Solde régulateur négatif = actif régulateur (créance tarifaire)

Solde régulateur positif = passif régulateur (dette tarifaire)

13. VOIES DE RECOURS

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

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

En cas de plainte en réexamen, le délai de trente jours mentionné ci-dessus pour l'exercice d'un recours en annulation devant la Cour des marchés *« est 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 50^{ter}, § 4, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

14. ANNEXES

Annexe I. Évolution du revenu autorisé électricité d'ORES Assets pour les années 2019 à 2023

Date du document : 20/05/2025

DÉCISION

CD-25e20-CWaPE-1089

**Soldes rapportés par ORES Assets
concernant l'exercice d'exploitation 2023**

Annexe I : Évolution du revenu autorisé

Table des matières

1.	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ	3
1.1.	Évolution du revenu autorisé 2022-2023.....	3
1.2.	Évolution du revenu autorisé entre 2019 et 2023	5
2.	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2019 ET 2023	6

Index graphiques

Graphique 1	Évolution du revenu autorisé 2022-2023	3
Graphique 2	Évolution du revenu autorisé réel 2019-2023	5
Graphique 3	Évolution des volumes de prélèvement 2019-2023	6

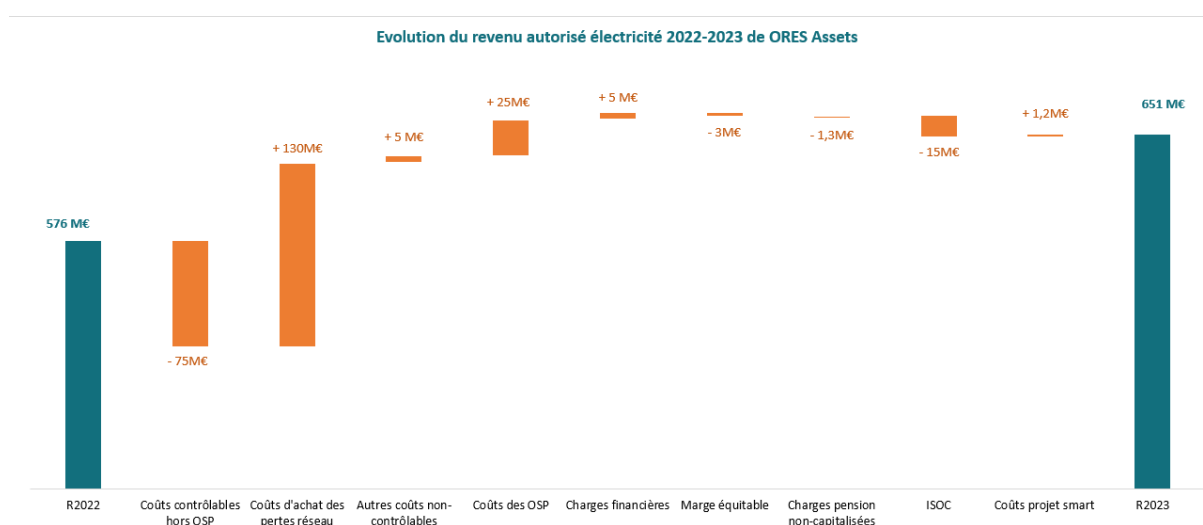
1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Évolution du revenu autorisé 2022-2023

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* électricité 2023 du 28 juin 2024, le revenu autorisé électricité réel de l'année 2023 est de **651.767.047€** soit en **augmentation de 13 % par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2022 (576.122.775€)**.

Le revenu autorisé réel évolue pour les années 2022 à 2023 selon le graphique suivant :

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2022-2023



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

- **Coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau (+130.503.853€ soit +508 %)** : le prix d'achat s'élevait à 45€/MWh en 2022 et à 300€/MWh en 2023 soit une augmentation de 566 %. Les volumes de pertes sont quant à eux en diminution de 8 % entre 2022 et 2023.
- **Coûts contrôlables (-75.316.554€ soit -32%)** : les coûts salariaux, les coûts des matériaux et les coûts d'entrepreneurs sont en augmentation mais l'extourne de la provision de 50M€ pour anticipation du malus sur les coûts d'achat d'électricité entraîne une variation de -100M€ entre 2022 et 2023.
- **Coûts des obligations de service public (+25.584.899€ soit +205 %)** : augmentation des coûts d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (+580 % par rapport à 2022) et augmentation des recettes issues de la vente d'électricité à la clientèle du GRD (+38 % par rapport à 2022).
- **Impôt des sociétés et des personnes morales (-15.045.269€ soit -48 %)** : cette diminution est liée à l'extourne de la provision pour malus qui est exonérée d'impôt.

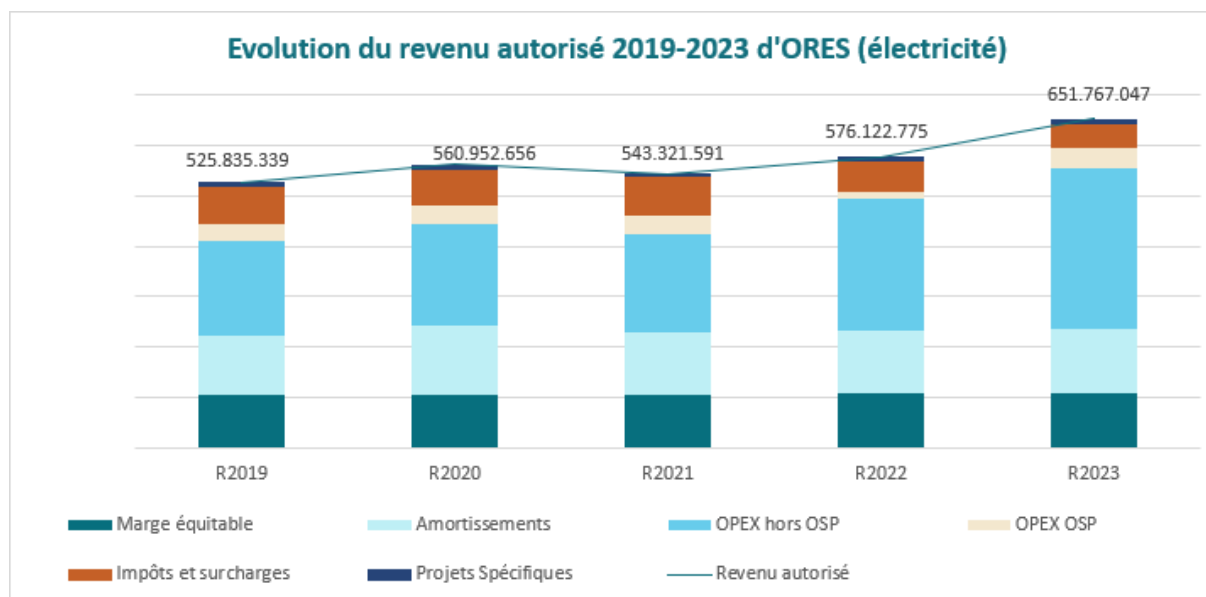
- **Marge équitable (-2.581.625 € soit -3 %) :** à partir de 2019, la marge équitable inclut le coût de la dette tandis que ce dernier était considéré comme un coût non gérable avant 2019. Ainsi, le pourcentage de rendement (4,053 %) appliqué à la Base d'Actifs régulés donne la marge équitable du GRD soit sa rémunération totale. Avec cette rémunération, le GRD paie les charges d'intérêt et rembourse ses emprunts et le solde lui permet de rémunérer ses actionnaires. En 2023, les charges financières ayant augmenté chez ORES de 32% par rapport à 2022, le montant résiduel de la marge équitable (rémunération des capitaux propres) diminue (-3 %).

	R2022	R2023	Var. 2022-2023	
Rémunération des capitaux externes	14.452.524	19.044.359	4.591.835	32%
Rémunération des capitaux propres	92.450.674	89.869.049	-2.581.625	-3%
Total rémunération = marge équitable	106.903.198	108.913.408	2.010.210	2%

- **Charges financières (+ 4.591.835 soit +32 %) :** en 2023, ORES a conclu de nouveaux emprunts pour un total de 180 M€. Le taux d'intérêt moyen de la dette d'ORES en 2023 s'élève à 1,42 % contre 1,08 % en 2022.
- **Charges de réconciliation FeReSo (+4.591.835€ soit +32 %) :** Les volumes de réconciliation de s'élevaient à -17.160 MWh et le prix unitaire s'élevait à 24€/MWh en 2022. Les volumes de réconciliation s'élèvent à +25.728 MWh et le prix unitaire s'élève à 168€/MWh (+611 %) en 2023.

1.2. Évolution du revenu autorisé entre 2019 et 2023

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ REEL 2019-2023



Le revenu autorisé électricité d'ORES Assets s'élève au 31 décembre 2023 à **651.767.047€**. Ce revenu **augmente de 24 %** sur la période 2019-2023.

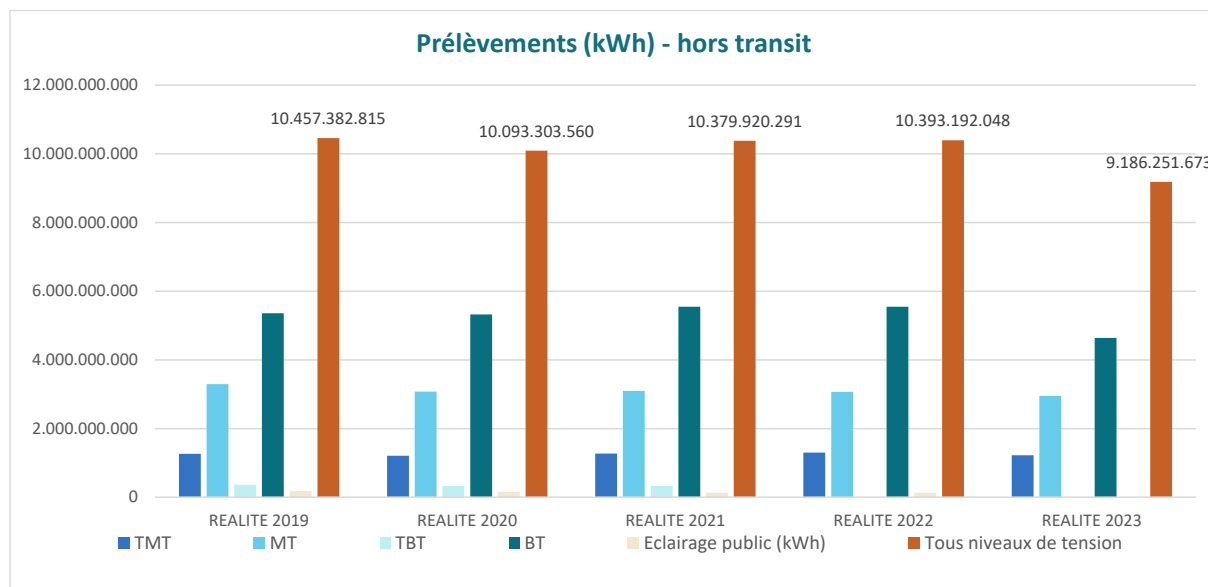
Les principales variations entre 2019 et 2023 s'expliquent par :

- L'augmentation des **charges opérationnelles hors OSP** de **132M€ (+70 %)** entre 2019 et 2023. Cette augmentation provient principalement de la forte augmentation des coûts d'achat d'électricité entre 2022 et 2023.
- L'augmentation des **charges opérationnelles OSP** de **4M€ (+11 %)** entre 2019 et 2023. Ces charges sont stables entre 2019 et 2020 et augmentent fortement (+11 %) entre 2020 et 2021 notamment à la suite de l'augmentation de la clientèle sociale et des volumes y associés. Les charges opérationnelles sont en très forte diminution entre 2021 et 2022 et réaugmentent fortement entre 2022 et 2023.
- L'augmentation des **charges d'amortissement** de **9M€ (+8 %)** entre 2019 et 2023. Entre 2019 et 2020, on constate une augmentation de 18 % liée aux importantes désaffectations comptabilisées sur les investissements IT. Le niveau des charges d'amortissement diminue dès lors de 11 % entre 2020 et 2021 pour réaugmenter de 2 % en 2022. Il reste stable en 2023.
- L'augmentation de la **marge équitable** de **5M€ (+4 %)** entre 2019 et 2023 qui est corrélée avec l'évolution de la RAB et le pourcentage de rendement autorisé. Ce dernier a changé en 2019 et reste fixe jusqu'en 2023.
- La diminution des **impôts et surcharges** de **25M€ (-35 %)** entre 2019 et 2023. Cette diminution provient essentiellement de la baisse de la charge fiscale liée à l'impôt des sociétés en 2022 et en 2023.

2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2019 ET 2023

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2019 et l'année 2023 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT 2019-2023



On constate que les volumes de prélèvement globaux (tous niveaux de tension confondus) diminuent de 12 % entre 2019 et 2023.