

Date du document : 25/11/2021

DÉCISION

CD-21k25-CWaPE-0598

SOLDES RAPPORTES PAR ORES ASSETS (ELECTRICITE) CONCERNANT L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2020

Rendue en application des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, et des articles 104, 120 et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023

Table des matières

| | | |
|--------|--|----|
| 1. | BASE LEGALE..... | 4 |
| 1.1. | <i>Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2020.....</i> | 4 |
| 1.2. | <i>Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes régulatoires relatifs à l'année 2020.....</i> | 4 |
| 1.3. | <i>Dispositions applicables pour la détermination de l'affectation du solde régulatoire relatif à l'année 2020.....</i> | 5 |
| 2. | HISTORIQUE DE LA PROCEDURE..... | 6 |
| 3. | RESERVES | 7 |
| 3.1. | <i>Réserve générale</i> | 7 |
| 3.2. | <i>Réserve quant à la possibilité de demander une révision des revenus autorisés 2022-2023</i> | 7 |
| 4. | CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES..... | 9 |
| 5. | ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2020..... | 10 |
| 6. | BONUS/MALUS..... | 11 |
| 6.1. | <i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables</i> | 12 |
| 6.1.1. | Détail du bonus/malus relatif aux CNCautres..... | 12 |
| 6.1.2. | Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes contrôlables OSP (CNF _{OSP} et CNV _{OSP})..... | 17 |
| 6.1.3. | Détail du bonus/malus relatif aux CNI | 19 |
| 6.2. | <i>Détail du bonus/malus relatif aux charges nettes opérationnelles non contrôlables</i> | 24 |
| 6.2.1. | Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à couvrir les pertes en réseau électrique | 24 |
| 6.2.2. | Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre | 24 |
| 6.2.3. | Détail du bonus/malus relatif à la charge d'achat des certificats verts | 24 |
| 6.2.4. | Détail du bonus/malus relatif aux indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget | 25 |
| 6.3. | <i>Détail du bonus/malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents électricité.....</i> | 25 |
| 7. | RESULTAT ANNUEL..... | 27 |
| 8. | SOLDES REGULATOIRES..... | 30 |
| 8.1. | <i>Détail du solde régulatoire relatif aux produits issus des tarifs périodiques (SR_{volume})</i> | 31 |
| 8.2. | <i>Détail du solde régulatoire relatif aux charges opérationnelles non contrôlables.....</i> | 32 |
| 8.2.1. | 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}) | 32 |
| 8.2.2. | Détail du solde régulatoire relatif à la charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR _{achat pertes}) | 34 |
| 8.2.3. | Détail du solde régulatoire relatif à la charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR _{achat clientèle})..... | 34 |
| 8.2.4. | Détail du solde régulatoire relatif à la charge d'achat des certificats verts (SR _{achat CV}) | 34 |
| 8.2.5. | Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR _{indemnité placement CàB})..... | 35 |
| 8.3. | <i>Détail du solde relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})</i> | 36 |
| 8.4. | <i>Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable})</i> | 37 |
| 8.5. | <i>Détail du solde relatif aux charges nettes des projets spécifiques (SR_{projets spécifiques}).....</i> | 40 |
| 8.5.1. | Ecart relatif aux charges nettes variables..... | 40 |
| 8.5.2. | Ecart relatif aux charges/produits non contrôlables | 40 |
| 9. | PRISE EN COMPTE DE LA DECISION DE REVISION DU BUDGET SMART | 41 |
| 10. | PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE | 41 |
| 11. | DECISION | 41 |
| 11.1. | <i>Approbation des soldes régulatoires.....</i> | 43 |

| | |
|---|----|
| 11.2. Affectation des soldes réglementaires | 43 |
| 12. VOIES DE RECOURS..... | 44 |
| 13. ANNEXES | 45 |

Index graphiques

| | | |
|--------------|--|----|
| Graphique 1 | Bonus– année 2020 | 11 |
| Graphique 2 | Bonus relatif aux CNF et CNV OSP – année 2020 | 17 |
| Graphique 3 | Investissements réseau bruts – ORES electricite– hors investissements smart - 2016-2020 | 20 |
| Graphique 4 | Investissements hors réseau – ORES electricite– hors investissement smart - 2016-2020 | 21 |
| Graphique 5 | Réconciliation du résultat tarifaire et comptable – année 2020..... | 27 |
| Graphique 6 | Composition du résultat tarifaire – année 2020 | 28 |
| Graphique 7 | Solde réglementaire – année 2020..... | 30 |
| Graphique 8 | volumes de prélèvements budgétés et réels 2019 (hors transit et pertes) | 31 |
| Graphique 9 | Détail solde réglementaire SRC <small>non contrôlables</small> & SRP <small>non contrôlables</small> – année 2020 | 33 |
| Graphique 10 | Détail de l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public – année 2020 | 36 |
| Graphique 11 | Evolution de la Base d'Actifs Régulés réelles de l'année 2020..... | 37 |
| Graphique 12 | Détail des investissements et interventions clients - réseau | 38 |

Index tableaux

| | | |
|-----------|--|----|
| Tableau 1 | Détail du bonus/malus relatif aux CNI..... | 19 |
| Tableau 2 | Détail des charges de désaffectation IT d'ORES Assets - Méthode deloitte | 22 |
| Tableau 3 | Détail des charges de désaffectation IT d'ORES SC - Méthode deloitte..... | 23 |
| Tableau 4 | Résultat, dividendes et payout ratio – année 2020..... | 29 |

1. BASE LEGALE

1.1. Dispositions législatives applicables pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2020

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

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

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

1.2. Méthodologie tarifaire applicable pour la détermination des soldes réglementaires relatifs à l'année 2020

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

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

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

A cette fin, le GRD doit soumettre à la CWaPE son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année 2020 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 2020

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 21 janvier 2021, la CWaPE a adressé un courrier aux gestionnaires de réseau de distribution relatif, d'une part, à la valeur des prix minimum et maximum d'achat d'électricité devant être utilisés pour l'établissement des rapports tarifaires ex-post de l'année 2020 et d'autre part, au modèle de rapport ex post 2020.
2. En date du 30 juin 2021, la CWaPE a reçu le rapport tarifaire électricité *ex-post* de ORES Assets portant sur l'exercice d'exploitation 2020 ainsi que la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs, les comptes annuels approuvés par l'Assemblée Générale et les comptes annuels de l'année 2020 tels que déposés à la Banque nationale de Belgique.
3. En date du 6 juillet 2021, ORES a présenté à la CWaPE, lors d'une réunion, les faits marquants de l'année 2020 ainsi que les comptes annuels, les soldes régulateurs et les bonus/malus.
4. En date du 8 juillet 2021, la CWaPE a accusé réception du rapport tarifaire électricité *ex-post* 2020 d'ORES Assets et a convenu avec ORES, par courrier, d'un calendrier adapté de procédure pour le contrôle des rapports ex-post 2020.
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 à l'article 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, la CWaPE a adressé cette demande au gestionnaire de réseau en date du 31 août 2021.
6. En date du 7 octobre 2021, ORES a transmis les réponses et informations complémentaires requises le 31 août 2020 et ce conformément au calendrier adapté convenu. A cette date, ORES a également transmis une version adaptée du rapport tarifaire ex-post 2020 électricité.
7. Le 26 octobre 2021, la CWaPE a adressé à ORES des demandes d'information complémentaires. ORES a répondu à ces demandes en date du 2 novembre 2021.
8. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu des articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et des articles 104, 120, et 122 de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période 2019-2023, sur **le calcul et la période d'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2020** établi sur base du rapport tarifaire *ex-post* déposé le 7 octobre 2021 par ORES Assets.

3. RESERVES

3.1. Réserve générale

La présente décision relative aux soldes du gestionnaire de réseau de distribution se fonde sur les documents qui ont été mis à disposition de la CWaPE.

S'il devait s'avérer que, ultérieurement, les données reprises dans ces documents nécessitent une adaptation, notamment lors de la validation des plans d'adaptation ou lors de l'élaboration du rapport annuel de la CWaPE relatif aux coûts des obligations de service public pour l'année 2020, 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.

3.2. Réserve quant à la possibilité de demander une révision des revenus autorisés 2022-2023

L'article 55 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit que, « *En cours de période régulatoire, si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée et/ou discriminatoire, ou conduit à d'importants soldes régulatoires, la CWaPE est habilitée à demander au gestionnaire de réseau de distribution de réviser le revenu autorisé budgété initial ou de demander la modification des tarifs périodiques ou des tarifs non périodiques afin que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire.* ».

La CWaPE constate que les bonus (écart sur coûts contrôlables) comptabilisés en 2019 et en 2020 sont particulièrement importants. En effet, 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.

Ces écarts pour l'électricité de respectivement 10% et 11% entre les coûts contrôlables budgétés et les coûts contrôlables réels (hors coûts exceptionnels) des années 2019 et 2020 pourraient potentiellement s'expliquer par le fait que les coûts contrôlables budgétés des années 2019-2023 ont été surévalués et que dès lors les tarifs de distribution électricité d'ORES calculés sur cette base sont de prime abord, dans une certaine mesure, disproportionnés.

En outre, la non-budgétisation de certains produits d'exploitation contrôlables, entraîne en 2020, comme en 2019, la création *de facto* des bonus récurrents importants.

La CWaPE restera donc attentive à l'évolution des coûts et produits contrôlables au cours des années 2021 et suivantes et se réserve le droit, si elle constatait une disproportion récurrente des coûts ou produits contrôlables par rapport aux besoins du GRD, de demander une révision des revenus autorisés des années 2022-2023 (ou de l'une de ces années) en vertu de l'article 55 de la méthodologie tarifaire.

4. CONTROLE DES MONTANTS RAPPORTES

Sur la base du rapport tarifaire *ex post* daté du 7 octobre 2021 et portant sur l'exercice d'exploitation 2020, la CWaPE a contrôlé le calcul des écarts entre le budget et la réalité rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a été réalisé conformément à l'article 8, § 2, (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) et aux articles 106 à 117 de la méthodologie tarifaire. Les éléments de contrôle ont porté notamment sur le caractère raisonnablement justifié des coûts au sens de l'article 8, § 2, de la méthodologie tarifaire (rendu applicable au contrôle *ex post* par l'article 106) conformément aux critères que cette disposition prévoit.

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

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

En 2020, 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. 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 2020, le Commissaire du gestionnaire de réseau a également fourni un rapport spécifique relatif aux investissements et mises hors services.

Il y a lieu de noter que l'année 2020 est caractérisée par plusieurs événements :

- il s'agit de la première année de la période régulatoire 2019-2023 où les coûts contrôlables sont calculés sur base d'une trajectoire établie à partir des coûts contrôlables budgétés de l'année précédente ;
- la crise COVID a eu des impacts sur les procédures OSP (extension catégorie de clients protégés, période de gel pour les placement CàB, les coupures et les rechargements CàB), etc.) mais a également entraîné des variations de consommation des clients industriels et résidentiels ;
- le début du placement des compteurs intelligents électricité sur le réseau d'ORES ;
- des températures très élevées tout au long de l'année (année la plus chaude depuis le début des observations) qui impactent à la baisse les consommations électriques.

5. ECART GLOBAL ENTRE REVENU AUTORISE BUDGETE ET REEL 2020

Le revenu autorisé budgété pour l'année 2020 et approuvé par la CWaPE en date du 7 février 2019 s'élève à 583.352.169€. Le revenu autorisé réel de l'année 2020 s'élève 575.907.131€. L'écart entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2020 s'élève à 7.445.038€ auquel il faut ajouter l'écart provenant des produits issus des tarifs périodiques de distribution qui s'élève à -14.659.611€.

L'écart global entre le revenu autorisé budgété et réel de l'année 2020 s'élève dès lors à **-7.214.573€** (soit 1% du revenu autorisé budgété) et se compose d'un **actif régulateur (créance tarifaire) de -20.646.710€** et d'un **bonus de 13.432.137€** qui sont détaillés aux points 6 et 8 de la présente décision.

| | BUDGET 2020 | REALITE 2020 | ECART | SOLDE REGULATOIRE | BONUS/MALUS |
|---|--------------|------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| Charges nettes contrôlables | 337.940.066 | 326.970.831 | 10.969.235 | -1.252.491 | 12.221.725 |
| Charges nettes contrôlables hors OSP | 296.434.370 | 296.507.413 | -73.044 | | -73.044 |
| Charges nettes contrôlables OSP | 41.505.697 | 30.463.418 | 11.042.279 | -1.252.491 | 12.294.769 |
| Charges et produits non-contrôlables | 111.632.683 | 118.860.424 | -7.227.740 | -7.227.740 | 0 |
| Hors OSP | 94.562.045 | 111.408.138 | -16.846.092 | -16.846.092 | 0 |
| OSP | 17.070.638 | 7.452.286 | 9.618.352 | 9.618.352 | 0 |
| Charges nettes relatives aux projets spécifiques | 13.674.574 | 10.231.648 | 3.442.926 | 2.232.515 | 1.210.412 |
| Marge équitable | 104.959.816 | 104.889.754 | 70.062 | 70.062 | |
| Hors OSP | 104.166.803 | 104.138.153 | 28.650 | 28.650 | |
| OSP | 793.014 | 751.602 | 41.412 | 41.412 | |
| Quote-part des soldes régulatoires années précédentes | 15.145.030 | 14.954.474 | 190.556 | 190.556 | |
| Sous-Total | 583.352.169 | 575.907.131 | 7.445.038 | -5.987.099 | 13.432.137 |
| Chiffre d'affaires (signe négatif) | | | | | |
| Chiffre d'affaires - Tarif OSP | -59.236.877 | -55.909.425 | -3.327.452 | -3.327.452 | |
| Chiffre d'affaires - Redevance de voirie | -29.440.571 | -27.634.186 | -1.806.385 | -1.806.385 | |
| Chiffre d'affaires - Tarif impôt des sociétés | -29.693.874 | -27.979.241 | -1.714.633 | -1.714.633 | |
| Chiffre d'affaires - Autres impôts et surcharges | -66.625 | -58.566 | -8.059 | -8.059 | |
| Chiffre d'affaires - Tarif soldes régulatoires | -15.144.945 | -13.798.051 | -1.346.894 | -1.346.894 | |
| Chiffre d'affaires - Dépassement forfait d'énergie réactive | 0 | -2.415.686 | 2.415.686 | 2.415.686 | |
| Chiffre d'affaires - Tarif injection | -765.600 | -1.066.005 | 300.406 | 300.406 | |
| Chiffre d'affaires - Tarif périodique de distribution | -449.003.678 | -439.831.397 | -9.172.281 | -9.172.281 | |
| Sous-Total | -583.352.169 | -568.692.558 | -14.659.611 | -14.659.611 | |
| TOTAL | 0 | 7.214.573 | -7.214.573 | -20.646.710 | 13.432.137 |

Légende :

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

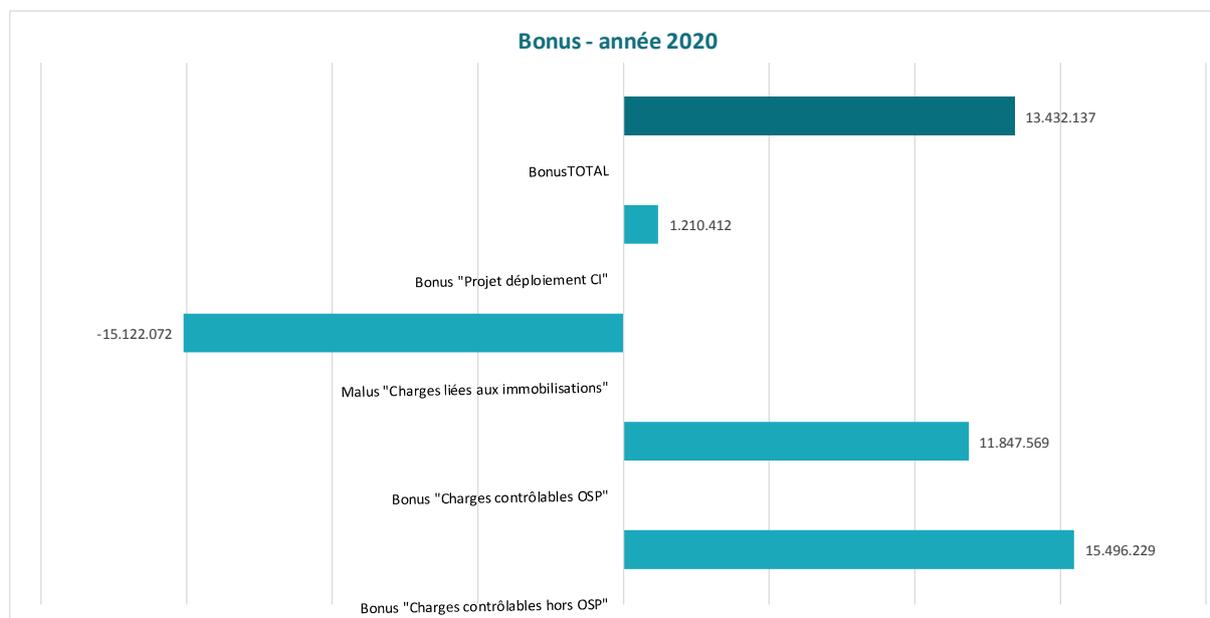
6. BONUS/MALUS

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

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

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

GRAPHIQUE 1 BONUS– ANNEE 2020



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

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

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

Avec :

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

6.1.1. Détail du bonus/malus relatif aux 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 ($\text{CNC}_{\text{autres}}$) s'élève à **15.496.229€**. Cela signifie que les $\text{CNC}_{\text{autres}}$ réelles sont **9% inférieures** aux $\text{CNC}_{\text{autres}}$ budgétées de l'année 2020.

| | Budget 2020 | Réalité 2020 | Bonus | |
|-------------------------------|-------------|--------------|------------|----|
| Charges contrôlables hors OSP | 177.462.092 | 161.965.863 | 15.496.229 | 9% |

Les sections 6.1.1.1 à 6.1.1.5 ci-dessous expliquent globalement les écarts constatés sur les $\text{CNC}_{\text{autres}}$.

6.1.1.1. 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. Afin de quantifier ces changements, ORES a présenté son budget 2020 (E+G) selon l'ancien et le nouveau modèle d'imputation des coûts. Les montants sont repris dans le tableau ci-dessous.

en millions d'euros

| | Electricité + Gaz | | |
|--|----------------------|----------------------|-----------------|
| | Budget 2020 approuvé | Budget 2020 réalloué | Budget 2020 RSG |
| Charges nettes contrôlables | 446 | 468 | 470 |
| Charges nettes contrôlables hors OSP | 381 | 402 | 419 |
| Charges nettes hors charges nettes liées aux immobilisations | 220 | 233 | 251 |
| Charges nettes liées aux immobilisations | 162 | 169 | 169 |
| Charges nettes contrôlables OSP | 65 | 65 | 51 |
| Charges nettes fixes à l'exclusion des charges d'amortissement | 48 | 47 | 33 |
| Charges nettes variables à l'exclusion des charges d'amortissement | 3 | 3 | 3 |
| Charges d'amortissement | 14 | 15 | 15 |
| Charges et produits non contrôlables | 141 | 140 | 140 |
| Hors OSP | 122 | 122 | 122 |
| OSP | 19 | 19 | 19 |
| Charges nettes relatives aux projets spécifiques | 22 | 0 | 0 |
| Marge équitable | 155 | 156 | 156 |
| Hors OSP | 146 | 148 | 148 |
| OSP | 8 | 8 | 8 |
| Quote-part des soldes réglementaires années précédentes | 16 | 16 | 16 |
| TOTAL | 779 | 779 | 781 |

Annotations du tableau :
 - Une flèche orange pointe de la valeur 22 (Charges nettes relatives aux projets spécifiques) vers la valeur 0 (Budget 2020 réalloué) et la valeur 0 (Budget 2020 RSG).
 - Une flèche orange pointe de la valeur 155 (Marge équitable) vers la valeur 156 (Budget 2020 réalloué) et la valeur 156 (Budget 2020 RSG).
 - Une flèche orange pointe de la valeur 470 (Budget 2020 RSG) vers la valeur 419 (Budget 2020 réalloué) et la valeur 419 (Budget 2020 approuvé).
 - Une annotation "+2M€ Invest => Opex" est placée à droite, avec une flèche orange pointant vers la différence de 2M€ entre le Budget 2020 approuvé (446) et le Budget 2020 RSG (470).
 - Une annotation "15M€" est placée à droite, avec une flèche orange pointant vers la différence de 15M€ entre le Budget 2020 approuvé (446) et le Budget 2020 réalloué (468).

La première colonne représente le budget global d'ORES Assets (électricité et gaz) tel qu'approuvé par la CWaPE le 7 février 2019. La deuxième colonne représente le budget réalloué, c'est-à-dire en considérant le montant des projets spécifiques comme du « Business As Usual » et en ventilant ce montant dans les autres catégories correspondantes du revenu autorisé. Cette étape permet de faire la comparaison avec la troisième colonne qui présente le budget 2020 selon le nouveau modèle d'allocation des coûts. Le changement de modèle a pour première conséquence de faire glisser certaines charges nettes opérationnelles contrôlables des activités relatives aux OSP vers les activités dites « hors OSP ». Pour le budget global 2020 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 2020. La CWaPE 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€.

6.1.1.2. 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 de l'année 2020 ne répondant pas aux critères de la nouvelle méthode « Deloitte » n'ont pas été considérés comme des immobilisations incorporelles ce qui a entraîné **une prise en charge de 10,5M€** (élec+gaz) dans les charges opérationnelles de l'année 2020 plutôt qu'un amortissement de ce montant sur plusieurs années (10 ans pour les investissements IT et 5 ans pour les investissements R&D).

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

Les coûts de personnel (rémunérations, charges sociales, pension) ont augmenté de 14% en 2020 par rapport à 2019 et sont **17% inférieurs aux coûts budgétés**. Pour rappel, les coûts de personnel avaient diminué de 20% en 2019 par rapport à 2018. Les coûts de personnel de l'année 2020 restent dès lors inférieurs (-9%) à ceux de 2018.

L'augmentation des coûts de personnel entre 2019 et 2020 provient d'une part de l'augmentation des coûts de rémunérations de 4% (effet volume (+15 ETP) et effet prix (indexation, accord interprofessionnel, bonus, promotion, etc)) et d'autre part du fait qu'en 2019, ORES avait extourné une provision significative, constituée en 2018, afin de couvrir les coûts liés aux soins de santé futurs des employés actifs et inactifs d'ORES, ce qui avait eu comme effet de diminuer considérablement les coûts de personnel de l'année 2019.

Pour la deuxième année consécutive, 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 2020 à environ 43M€ (soit un montant 85% inférieur) ce qui explique une partie de l'écart réalisé sur les coûts de personnel**.

La CWaPE réitère le constat fait en 2019 que la diminution des versements aux fonds de pension pourrait devenir récurrente étant donné l'excellent niveau de couverture des fonds de pension d'ORES (supérieur à 100% pour l'ensemble des fonds de pension), et pourrait entraîner une disproportion des tarifs d'ORES. La CWaPE restera donc attentive à l'évolution des coûts au cours des années 2021 et suivantes.

6.1.1.4. Les coûts IT

En 2020, ORES réalise un « bonus estimé » de **5,6 M€** sur les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives à l'informatique, hors amortissements et globalement pour l'électricité et le gaz. Ce « bonus estimé » est calculé par la CWaPE comme étant la différence entre le budget des coûts opérationnels IT 2019, augmentés de 0,075%, et les coûts opérationnels IT réels de l'année 2020.

| OPEX hors amo | Budget 2019 | Réalité 2019 | "Budget 2020" | Réalité 2020 | Bonus estimé 2020 | |
|---------------|-------------|--------------|---------------|--------------|-------------------|------|
| Hors projet | 50.317.917 | 37.814.101 | 50.355.656 | 41.851.650 | 8.504.006 | 17% |
| Projet | 14.443.752 | 10.817.463 | 14.454.584 | 17.351.339 | -2.896.755 | -20% |
| | | | | | 5.607.252 | 9% |

En ce qui concerne les coûts « **hors projets** », les coûts de maintenance (AMS) restent faibles par rapport aux budgets. Le report du go-live Atrias à fin 2021 explique partiellement cette sous-consommation des budgets de maintenance.

Le montant des rémunérations IT hors projet reste inférieur au budget, bien qu'il soit en hausse par rapport au réalisé 2019. ORES explique de nouveau ce niveau plus faible de dépenses par des difficultés à recruter suffisamment de personnel qualifié.

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 forte hausse par rapport à l'année 2019. Le montant des investissements reste quant à lui proche de celui de l'année 2019 et proche des montants budgétés. Au cours de l'année 2020, les projets **SmartGrid** et **SmartMeter** ont fait l'objet de profondes révisions. Le projet Neo a été anticipé par rapport au planning initial. En ce qui concerne le projet Atrias, le report de sa mise en production à septembre 2021 entraîne des dépenses importantes encore sur l'année 2021 avec des montants d'investissement proches des 9M€ et des dépenses opérationnelles de plus de 4M€.

En ce qui concerne le projet **Atrias**, le report de sa mise en production à septembre 2021 entraîne des dépenses importantes encore sur l'année 2021 avec des montants d'investissement proches des 9M€ et des dépenses opérationnelles de plus de 4M€. Le Go-Live du projet ATRIAS est actuellement prévu pour la mi-décembre 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 de années 2012 à 2020, ORES a donc versé des redevances à Atrias pour un montant global de près de 27M€. Le montant global des investissements nécessaires à l'adaptation de systèmes informatiques d'ORES s'élève à 71,8M€ et les dépenses opérationnelles liées à l'adaptation de ces systèmes totalisent un montant de plus de 26M€.

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 que, pour les années 2012 à 2020, la somme des dépenses annuelles d'ORES (amortissements IT + coûts de projet + consultants + opex IT + redevances versées à ATRIAS) à 96M€. L'exercice d'impairment test mené en 2020 sur les investissements IT du projet Atrias (voir point 6.1.3.3.) a conduit à la comptabilisation d'une moins-value de 12M€, ce qui porte le **coût global du projet à plus de 100M€.**

6.1.1.5. 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 19M€ 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, augmentés de 0,075%, et les produits d'exploitation réels de l'année 2020.

| Electricité | Budget 2019 | Réalité 2019 | "Budget 2020" | Réalité 2020 | Bonus estimé 2020 |
|---|-------------|--------------|---------------|--------------|-------------------|
| Produits d'exploitation | -1.688.899 | -5.592.293 | -1.690.166 | -37.218.793 | 19.166.927 |
| Produits issus des tarifs non périodiques (signe négatif) | -4.310.347 | -5.996.473 | -4.313.580 | -5.543.424 | 1.229.845 |
| Autres produits d'exploitation (signe négatif) | -13.727.990 | -23.956.836 | -13.738.286 | -31.675.368 | 17.937.082 |

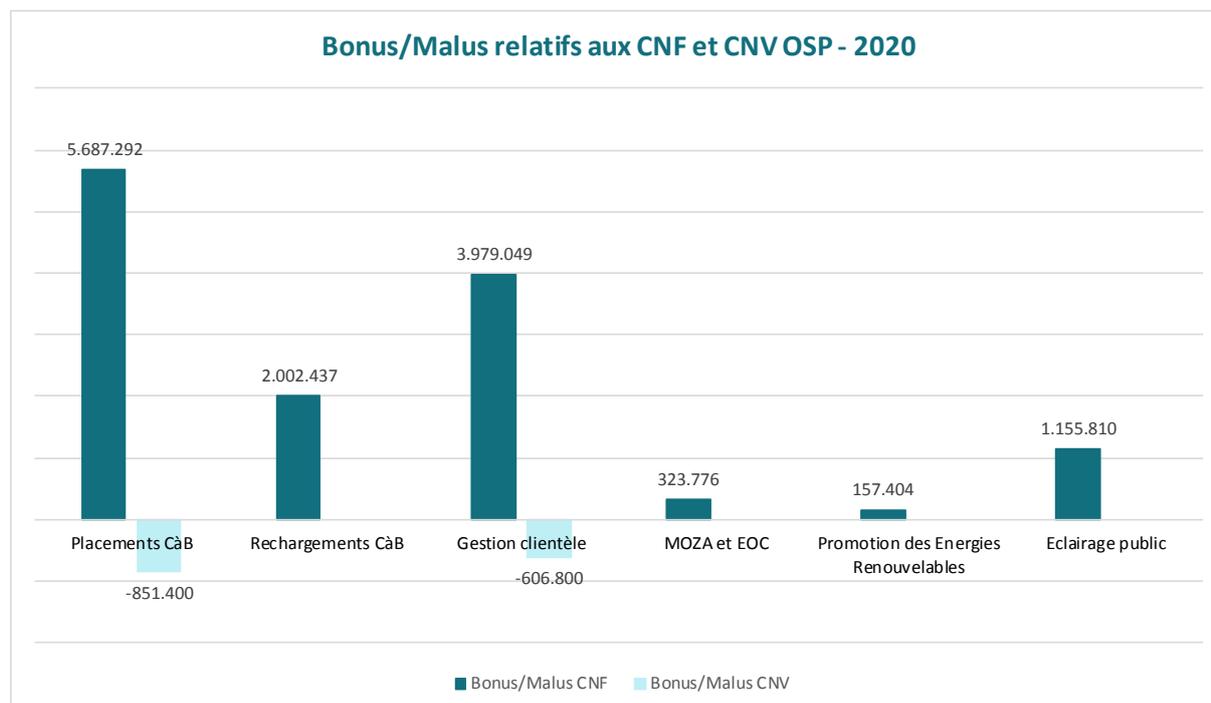
En ce qui concerne les autres produits d'exploitation, on peut distinguer les produits imputés au sein d'ORES Assets et les produits imputés au sein d'ORES SCRL et ensuite refacturés à ORES Assets.

Comme cela était déjà le cas en 2019 (le budget 2020 étant une évolution du budget 2019), 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, qui pourraient, s'ils devaient être combinés à d'autres écarts de coûts ou de produits récurrents, causer une disproportion manifeste des tarifs.

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

Le bonus de l'année 2020 relatif aux charges nettes contrôlables OSP (fixes et variables) hors charges d'amortissement s'élève à **11.847.569€**. 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 – ANNEE 2020



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 expliqué au point 6.1.1.3 de la présente décision, les coûts de rémunération de l'année 2020 sont largement inférieurs aux coûts de rémunération budgétés ce qui entraîne la création de bonus importants au niveau de l'ensemble des activités d'ORES (OSP et hors OSP).

De plus, comme indiqué au point 6.1.1.1 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.

Ces deux éléments (diminution des coûts de rémunération et modification du système d'imputation) sont les principales sources des bonus constatés au niveau des charges nettes fixes des activités OSP à caractère social (placement et gestion C&B, rechargement C&B, gestion clientèle, MOZA et EOC).

En ce qui concerne les charges nettes fixes liées à l'OSP d'entretien de l'éclairage public, le bonus de 1.001.108€ s'explique par le changement du système d'imputation mais également par une surestimation importante des coûts budgétés et en particulier les coûts liés à la gestion de la base patrimoniale.

Au niveau des charges nettes variables OSP, le coût unitaire variable réel de placement des C&B est supérieur au coût unitaire variable budgété, ce qui entraîne la création d'un malus de 851.400€. Le coût unitaire variable réel de gestion de la clientèle est également supérieur au coût unitaire variable budgété ce qui entraîne la création d'un malus de 606.800€. 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 C&B, les coupures, les activations/désactivations, ainsi que des dotations 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. L'augmentation du coût unitaire variable de placement des C&B provient de la sensible diminution des recettes pour placement, activation ou coupure pour refus de placement. L'augmentation du coût unitaire variable de gestion de la clientèle provient de la forte croissance des dotations en réduction de valeur et des irrécouvrables sur créances liées à un nettoyage exceptionnel d'anciennes créances OSP et à la vente d'une partie des créances à diverses sociétés de recouvrement.

6.1.3. Détail du bonus/malus relatif aux CNI

Le malus de l'année 2020 relatif aux Charges Nettes relatives aux Immobilisations (CNI) s'élève à - **15.122.072€** et se compose d'un malus sur les CNI hors OSP de -15.569.272€ et d'un bonus sur les CNI OSP de 447.200€.

TABLEAU 1 DETAIL DU BONUS/MALUS RELATIF AUX CNI

| | BUDGET | REALITE | ECART |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Charges d'amortissement des actifs régulés | 102.490.344 | 118.087.484 | -15.597.140 |
| Charges d'amortissement/désaffectations relatives aux plus-values iRAB et indexation historique | 16.481.934 | 16.454.066 | 27.868 |
| Charges nettes liées aux immobilisations hors OSP | 118.972.278 | 134.541.550 | -15.569.272 |
| Gestion des compteurs à budget | 4.398.835 | 3.951.635 | 447.200 |
| Charges nettes liées aux immobilisations OSP | 4.398.835 | 3.951.635 | 447.200 |
| TOTAL | 123.371.113 | 138.493.185 | -15.122.072 |

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

| | BUDGET | REALITE | ECART |
|--|-------------|-------------|-------------|
| Charges d'amortissement immo corporelles | 85.965.318 | 83.172.797 | 2.792.521 |
| Charges d'amortissement immo incorporelles | 15.344.206 | 13.415.301 | 1.928.905 |
| Rattrapage charge amo logiciels IT de 2019 | 0 | 6.173.687 | -6.173.687 |
| Charges désaffectation immos corporelles | 5.318.863 | 6.538.083 | -1.219.220 |
| Charges désaffectation immos incorporelles | | 12.739.252 | -12.739.252 |
| Charges d'amortissement plus-value iRAB | 16.742.725 | 16.454.066 | 288.659 |
| Total Charges Nettes relatives aux Immobilisations | 123.371.113 | 138.493.185 | -15.122.072 |

On constate qu'ORES a dégagé un **bonus de 4.721.426€** sur les charges d'amortissement mais a supporté une charge d'amortissement complémentaire de 6,2M€ relative à la correction du taux d'amortissement des logiciels IT acquis avant 2019 qui n'avait pas été prise en compte dans les comptes de l'année 2019. Enfin, ORES réalise un **malus important s'élevant à -13.958.472 €** sur les charges de désaffectation.

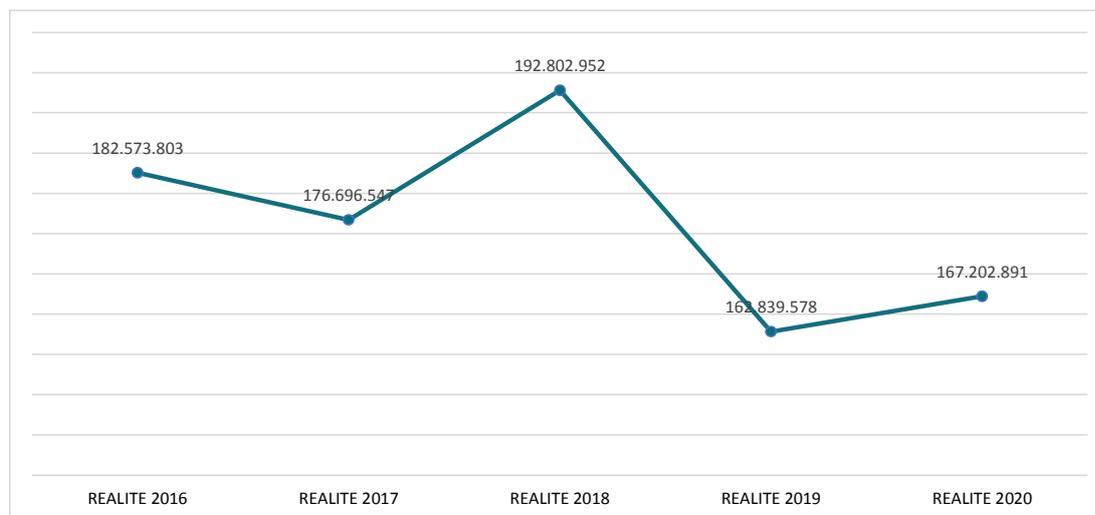
6.1.3.1. Bonus sur les charges d'amortissement de l'année 2020

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

Les investissements réseau réels de l'année 2020 (valeur nette) sont 12% inférieurs au budget 2019 indexé. Ces écarts proviennent de l'écart entre le budget et la réalité au niveau des coûts de rémunération portés en investissement (voir point 6.1.1.3), du changement de système d'imputation des coûts indirects (voir point 6.1.1.1).

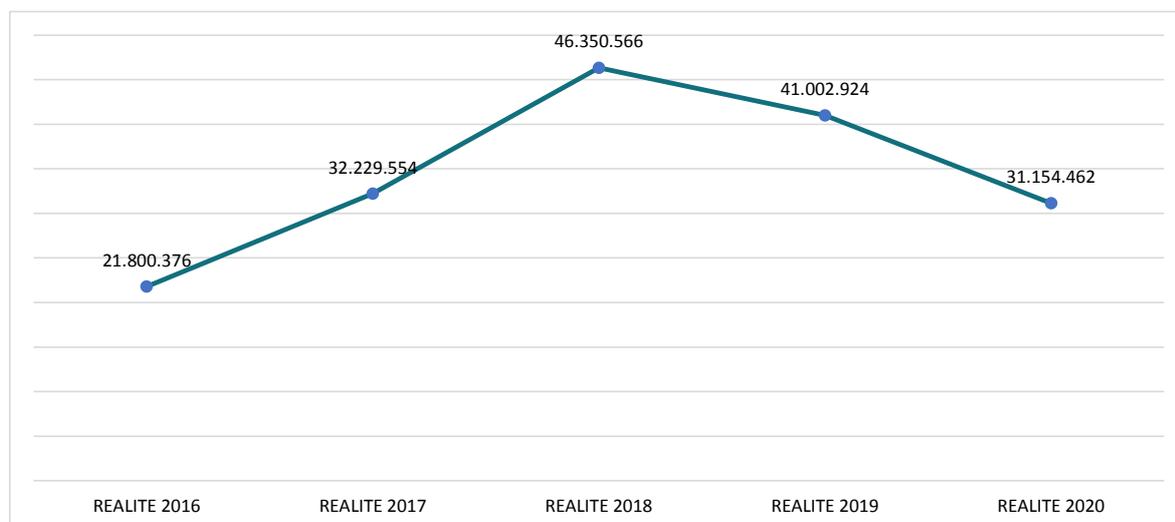
Les graphiques suivants montrent l'évolution des investissements réseau réels entre 2016 et 2020. Malgré la crise du COVID, **les investissements réseau augmentent de 3% en valeur brute entre 2019 et 2020.** L'année 2018 fut une année avec un niveau d'investissements réseau particulièrement élevé. Au cours de cette année, ORES a en effet réalisé plusieurs raccordements de parcs éoliens, finalisé de nombreux travaux de voirie, réalisé des travaux d'enfouissement, de bouclage, de passage du 6 kV vers le 15 kV, etc. Le niveau des investissements des années 2019 et 2020 est assez similaire.

GRAPHIQUE 3 INVESTISSEMENTS RESEAU BRUTS – ORES ELECTRICITE– HORS INVESTISSEMENTS SMART - 2016-2020



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) diminuent de 24% entre 2019 et 2020 et sont légèrement inférieurs au budget 2019 indexé. Ce sont principalement les investissements relatifs aux bâtiments administratifs qui ont diminué entre 2019 et 2020. L'autre effet à prendre en compte est celui découlant de la nouvelle méthode d'activation des coûts de projet IT décrite au point 6.1.1.2. et qui a entraîné, en 2020, la non-capitalisation de coûts de projets IT (8M€ globalement pour l'électricité et le gaz).

GRAPHIQUE 4 INVESTISSEMENTS HORS RESEAU – ORES ELECTRICITE– HORS INVESTISSEMENT SMART - 2016-2020



6.1.3.2. Charges d’amortissement complémentaire relative à l’année 2019

En 2019, ORES a modifié le taux d’amortissement des immobilisations incorporelles comptabilisées avant le 1er janvier 2019 en le diminuant de 20% à 10% ce qui a généré un écart de 6,2M€ sur les charges d’amortissement des immobilisations incorporelles. Cette modification était contraire à la méthodologie tarifaire 2019-2023 qui prévoit qu’un taux d’amortissement de 10% s’applique exclusivement aux immobilisations incorporelles activées après le 1er janvier 2019 et non à l’ensemble des immobilisations incorporelles du GRD. Après discussion avec la CWaPE, ORES a accepté de rectifier ses règles d’évaluation. Ainsi, la charge d’amortissement des immobilisations incorporelles manquante de l’année 2019, qui s’élève à 6,2 M€, est comptabilisée dans les comptes de l’année 2020.

6.1.3.3. Malus sur les charges de désaffectation de l’année 2020

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

| | BUDGET | REALITE | ECART |
|--|-----------|------------|-------------|
| Charges désaffectation immos corporelles | 5.318.863 | 6.538.083 | -1.219.220 |
| Charges désaffectation immos incorporelles | | 12.739.252 | -12.739.252 |
| Total charges de désaffectation | 5.318.863 | 19.277.335 | -13.958.472 |

Le montant des désaffectations est essentiellement lié aux désinvestissements des actifs incorporels. En effet, en 2020 ORES Assets (électricité) a **désaffecté des investissements IT** pour un montant de **12.739.252€**.

Ces désinvestissements de logiciels informatiques sont la conséquence de deux exercices menés par ORES en 2020. Ces exercices sont :

- un « **impairment test** », visant à ramener la valeur comptable des actifs IT à un montant proche de leur valeur économique. Cet exercice a eu un impact considérable sur le montant des investissements IT relatifs au projet **ATRIAS** puisque, à la suite de cette analyse, **le montant global des investissements IT réalisés par ORES Assets entre 2016 et 2019 pour le projet ATRIAS a été dévalué de plus de 12M€** (E+G). Selon ORES, il est apparu que les dépenses d'investissement IT Atrias étaient surestimées par rapport aux dépenses pour des projets similaires dans le secteur de l'énergie, en Belgique et à l'étranger. La valeur de reconstruction des investissements IT Atrias a été réestimée par ORES en gommant toutes les inefficacités, doubles emplois, pauses dans le projet en raison de report de « go-live », coûts des personnes non actives efficacement sur le projet, etc. La quote-part de cette moins-value qui est imputé au secteur électricité s'élève à **8.974.151€**.
- une **guidance comptable** réalisée par la société Deloitte (voir point 6.1.1.2.) qui a conduit à la modification des règles d'activation des coûts IT afin de respecter les conditions de reconnaissance d'une dépense en tant que qu'immobilisation incorporelle. Pour les projets IT les plus importants (Atrias, Smart Grid, Smart meter, Neo, ...), ORES a passé en revue les investissements réalisés avant 2020 afin de vérifier que ces coûts répondaient à la définition d'une immobilisation incorporelle selon la nouvelle méthode « Deloitte ». Cet exercice a conduit à la désaffectation de nombreux investissements IT au sein d'ORES Assets et d'ORES SC. Pour ORES Assets, le montant global des désaffectations s'élève à **4,6M€**. Le tableau ci-dessous ventile ce montant par projet puis par fluide :

TABLEAU 2 DETAIL DES CHARGES DE DESAFFECTATION IT D'ORES ASSETS - METHODE DELOITTE

| ORES Assets - désaffectations | |
|-------------------------------|------------|
| Méthode Deloitte | -4.658.541 |
| NEO | -1.871.433 |
| SMART GRID | -1.022.760 |
| SMART METER | -759.224 |
| DIVERS | -1.005.124 |
| ELEC | -3.765.101 |
| GAZ | -893.440 |

En ce qui concerne ORES SC, l'exercice a mené à la désaffectation d'investissements R&D pour un montant global de **4.322.156€**. Ces 4,3M€ viennent impacter le revenu autorisé d'ORES Assets de la façon suivante : une partie augmente les charges R&D additionnelle du projet Switch (2,5M€ à charge de l'électricité exclusivement) et le reste, c'est-à-dire 1,8M€, augmente les charges nettes contrôlables en gaz (158.469€) et en électricité (1.620.375€).

TABEAU 3 *DETAIL DES CHARGES DE DESAFFECTATION IT D'ORES SC - METHODE DELOITTE*

| ORES SC - désaffectations | |
|--|-------------------|
| Méthode Deloitte | -4.322.156 |
| R&D SMART GRID | -1.327.605 |
| R&D SMART METER | -2.994.551 |
| Impact sur les CPS du projet Switch d'ORES Assets | |
| Charges R&D additionnelles | 2.543.313 |
| Electricité | 2.543.313 |
| Impact sur les charges nettes controlables d'ORES Assets | |
| Charges nettes controlables | 1.778.843 |
| Electricité | 1.620.375 |
| Gaz | 158.469 |

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

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

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

Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, **il n'y a pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

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

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

Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, **il n'y a pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

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

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

Le prix d'achat réel des certificats verts de l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, **il n'y a pas de bonus ou de malus**. L'écart est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

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

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

Il est à noter que, conformément aux nouvelles dispositions de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 19 juillet 2018 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz et l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire doit se faire de manière concomitante avec le MIG6, soit au cours de l'année 2021 probablement.

En 2020, le GRD n'a dès lors versé aucune indemnité aux fournisseurs pour retard de placement des compteurs à budget.

6.3. Détail du bonus/malus relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents 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.

En 2020, les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents budgétées s'élèvent à 9.508.364€ tandis que les charges nettes fixes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents réelles s'élèvent à 9.544.969€ ce qui génère un malus de **200.785€**.

Il est important de relever que les charges budgétées de l'année 2020 relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents sont le reflet du projet de déploiement généralisé V78bis ou « projet linky » tandis que les charges réelles de l'année 2020 sont le reflet du projet de déploiement segmenté « switch ».

La CWaPE constate que les charges réelles d'amortissement des investissements IT et les charges réelles opérationnelles IT sont nettement inférieures aux charges budgétées malgré la comptabilisation de coûts OPEX plus importants et de charges de désaffectation des investissements IT relatifs au projet smart par suite du changement de méthode de comptabilisation des coûts (voir points 6.1.1.2 et 6.1.3.3 de la présente décision).

A l'inverse au niveau des coûts de R&D, à la suite de la modification des règles de comptabilisation des coûts, la majorité des coûts de R&D ne sont plus investis mais comptabilisés en OPEX, ce qui entraîne une augmentation significative des coûts par rapport aux coûts budgétés.

Les autres charges opérationnelles réelles (hors IT) sont supérieures aux charges budgétées par suite du transfert de certains coûts investis vers les coûts OPEX (coûts IT et R&D) tandis que les coûts de communication, de marketing, de télécom réels sont nettement inférieurs aux coûts budgétés.

A ce malus de 200.785€, s'ajoute un bonus sur les coûts unitaires variables des compteurs intelligents calculé conformément à l'article 117 de la méthodologie tarifaire. En effet, le coût unitaire variable budgété de l'année 2020 s'élevait à 201€ alors que le coût unitaire variable réel de l'année 2020 s'élève à 41€. La différence entre les deux coûts unitaires, soit 160€, multipliée par le nombre de compteurs intelligents placés en 2020, soit 8.810 compteurs, constitue un bonus de 1.411.196€. Cet écart important entre les deux coûts unitaires s'explique d'une part par le fait qu'aucun investissement en concentrateurs n'a été réalisé à la suite du changement de technologie de compteurs et d'autre part par des charges d'amortissement et de désaffectation imputées au projet compteurs intelligents nettement moindre que celles budgétées.

Le 28 octobre 2021, la CWaPE a adopté la décision référencée 21j28-CWaPE-0578 de révision des charges nettes relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité d'ORES Assets. A travers cette décision, la CWaPE a adapté le montant des charges nettes budgétées des années 2019 à 2023 relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents afin que ces dernières correspondent aux hypothèses du projet switch.

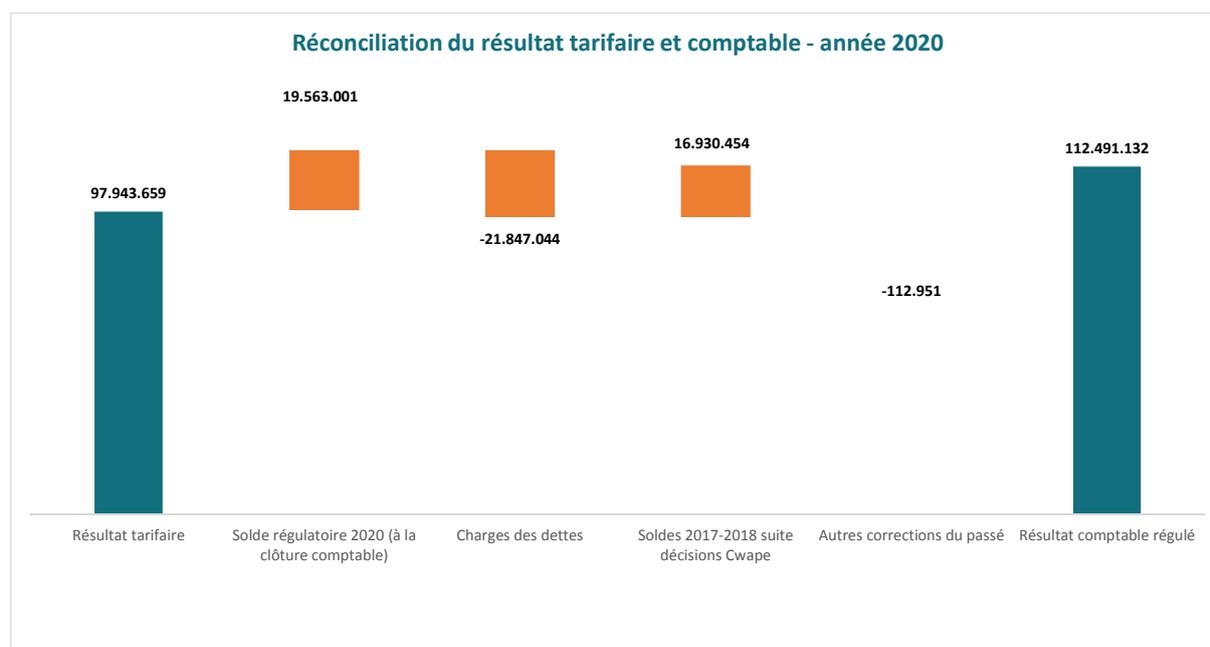
7. RESULTAT ANNUEL

Pour l'année 2020, 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 **97.943.659€**. Le résultat comptable, calculé pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau s'élève quant à lui à **112.491.132€**. L'écart entre ces deux montants est ventilé dans le graphique ci-dessous. Outre la comptabilisation du solde régulateur de l'année 2020 (19.563.001€) et la prise en compte des charges financières (21.847.044€), l'écart entre le résultat tarifaire et comptable d'ORES Assets (électricité) s'explique par la comptabilisation d'un produit/bonus de 16.930.454€ constitué par l'extourne en 2020, suite à l'arrêt de la Cour des Marchés du 7 octobre 2020 annulant les décisions de refus d'approbation des soldes 2017 et 2018 adoptées par la CWaPE en 2019, de la charge équivalente comptabilisée en 2019 au titre de « rejets suite décisions CWaPE 2017-2018 ».

ORES comptabilise également un montant de 112.951€ au titre de « corrections du passé ». Ce montant inclut l'extourne l'écriture passée en 2019 concernant l'ajustement du solde de Gaselwest 2015 à hauteur de 112.951€ à la suite de l'adoption en 2020 de la décision de la CWaPE d'affectation de ce montant aux tarifs de distribution d'ORES Assets. ORES a également comptabilisé un montant de 14.013€ au titre de « annulation ajustement écart transport 2019 » qui correspond au produit perçu à ORES à la suite de la réconciliation définitive de l'année 2019 des soldes de transport.

Notons que le montant du solde régulateur 2020 (19.563.001€) correspond au montant calculé par ORES en février 2021 lors de la clôture des comptes de l'année 2020. Il diffère du montant renseigné dans le rapport ex-post déposé le 30 juin 2021 (20.646.709€). Le delta entre les deux soldes devrait vraisemblablement être comptabilisé dans les comptes de l'année 2022.

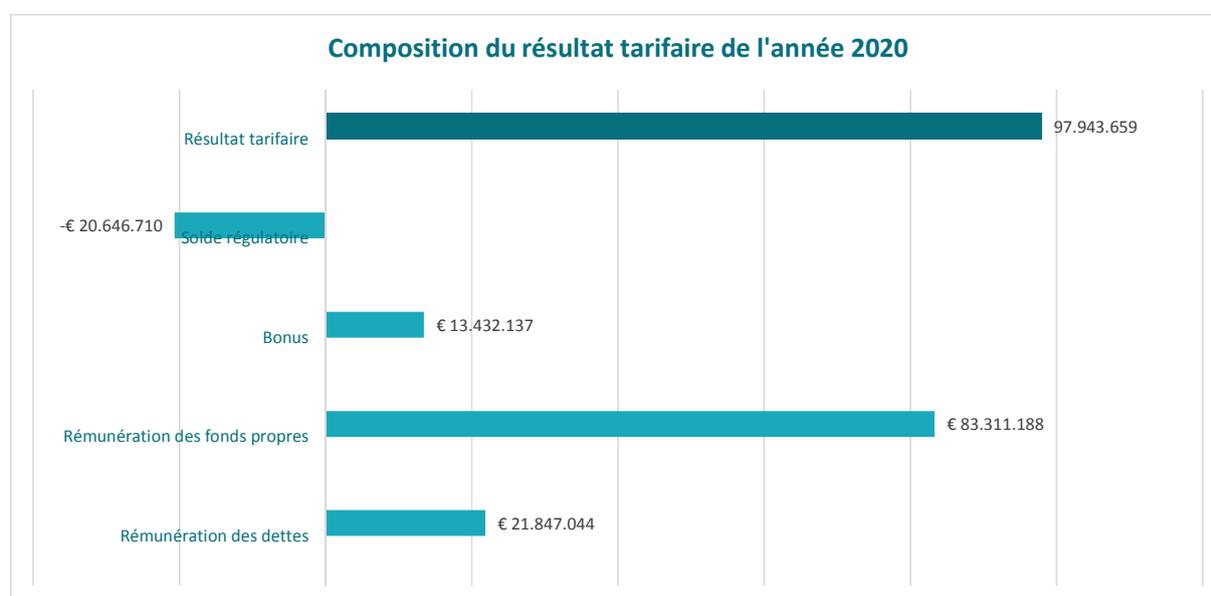
GRAPHIQUE 5 RECONCILIATION DU RESULTAT TARIFAIRE ET COMPTABLE – ANNEE 2020



Le résultat tarifaire de l'année 2020 est composé de la **marge bénéficiaire équitable** dont le total s'élève à **105.158.232€** et de **l'écart global** entre les produits et les charges réelles qui s'élève à **-7.214.573€** et qui correspond à la somme du bonus (13.432.137€) et du solde régulateur (-20.646.710€).

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 2020, les financements externes (principalement des emprunts bancaires ou obligataires) ont coûté **21.847.044€** au gestionnaire de réseau. Il reste par conséquent un montant de **83.311.188€** disponible pour la rémunération des fonds propres de l'activité régulée.

GRAPHIQUE 6 COMPOSITION DU RESULTAT TARIFAIRE – ANNEE 2020



Le montant moyen des fonds propres régulés de l'activité électricité pour l'année 2019 s'élève à **1.226.469.149€¹**. On peut en déduire que **le taux de rendement des fonds propres** du gestionnaire de réseau pour l'année 2020 est de **7%** (83.311.188€/1.226.469.149€), 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 bonus de 13.432.137€, ce qui porte **le taux de rendement réel des fonds propres** régulés à **8%** ((83.311.188€+13.432.137€)/1.226.469.149€).

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 **161.003.955€** avant le transfert de 1.999.750€ et le prélèvement de 744.000€ aux réserves immunisées (tax shelter). Le résultat de l'exercice (électricité+gaz) à affecter s'élève dès lors à **159.748.205€**.

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, amortissement du surpris, charges et produits d'ORES Mobilité) du gestionnaire de réseau ont généré une perte de **-118.769€**. Les autres activités (récupération des créances antérieures à la libéralisation) exercées par le gestionnaire de réseau ont généré un bénéfice de 36.351€. **Le résultat total à affecter d'ORES Assets s'élève à 159.665.787€.**

ORES a décidé d'affecter 56% du résultat total aux réserves et a versé dès lors des dividendes à hauteur de **70.916.839€**. Le *payout ratio* s'élève par conséquent à **44%** en 2020.

TABEAU 4 RESULTAT, DIVIDENDES ET PAYOUT RATIO – ANNEE 2020

| Année 2020 | |
|--------------------------------------|----------------------|
| Résultat de l'activité régulée | € 159.748.205 |
| Résultat de l'activité non-régulée | € -118.769 |
| Résultat des autres activités | € 36.351 |
| Résultat global de la société | € 159.665.787 |
| Affecté aux réserves | € -88.748.948 |
| Dividendes versés | € 70.916.839 |
| Payout ratio | 44% |

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.

8. SOLDES REGULATOIRES

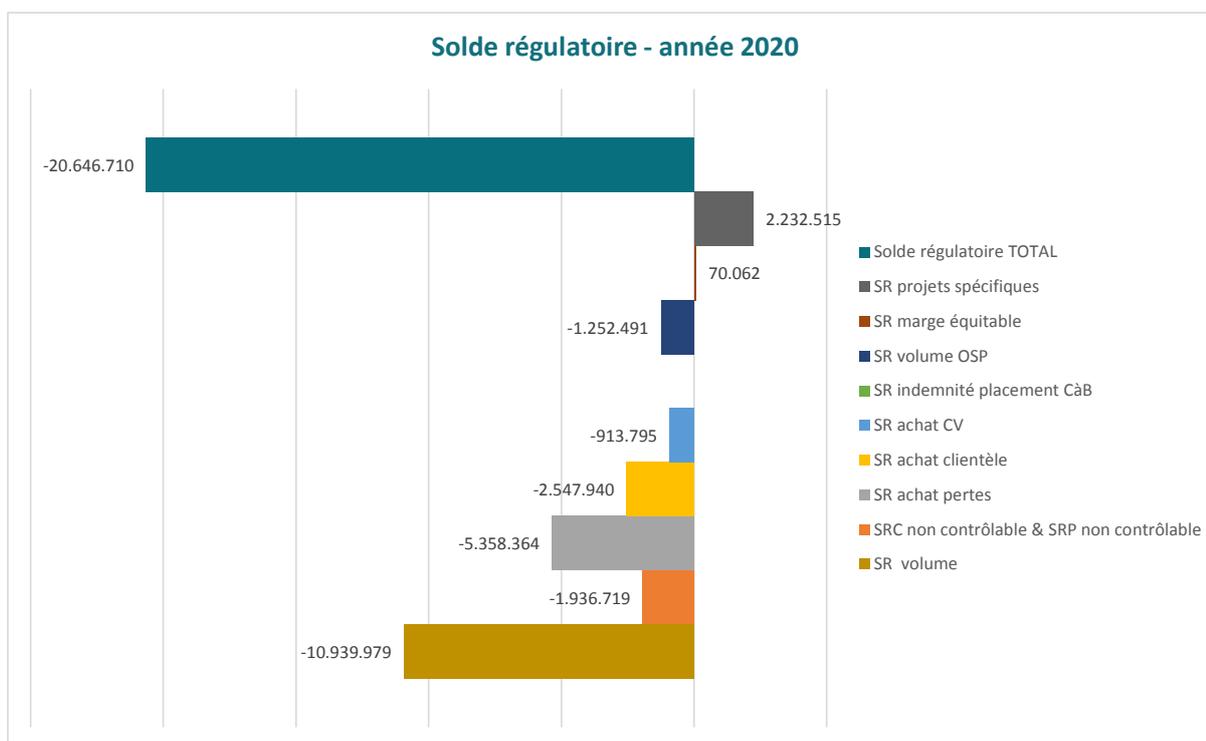
L'article 118 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 détermine, pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulatoire annuel total de distribution électricité selon la formule suivante :

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

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

Le solde régulatoire annuel total de **-20.646.710€** est un **actif régulatoire (créance tarifaire)** à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

GRAPHIQUE 7 SOLDE REGULATOIRE – ANNEE 2020



Légende :

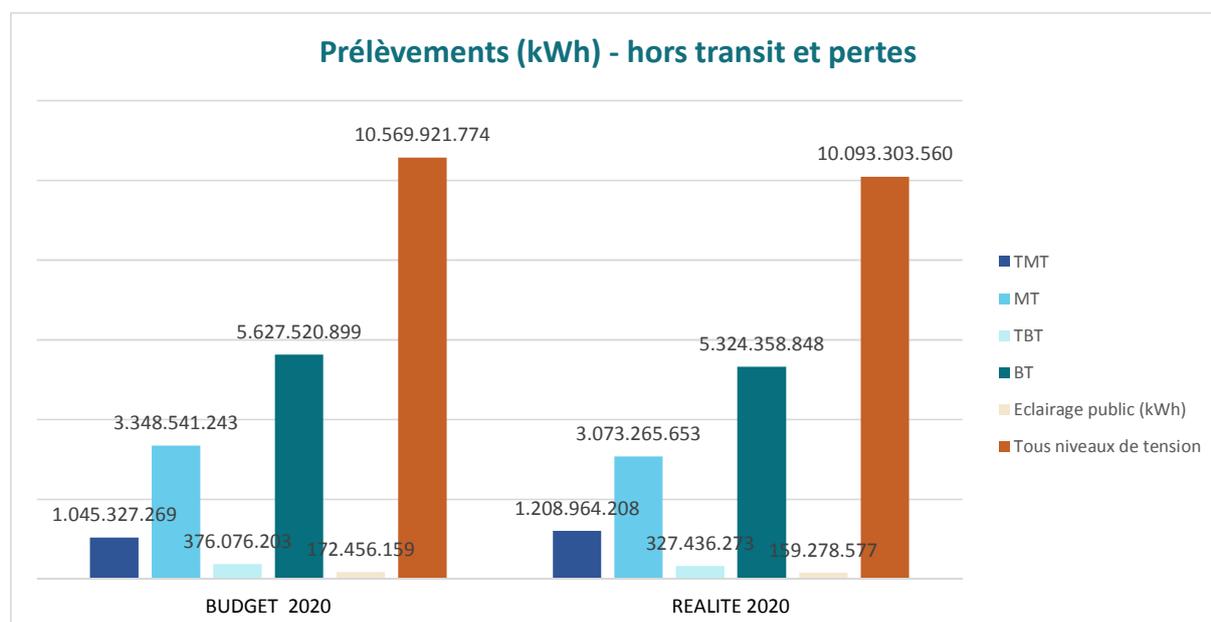
- solde régulatoire positif = passif régulatoire = dette tarifaire
- solde régulatoire négatif = actif régulatoire = créance tarifaire

8.1. 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 2020, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **-10.939.979€**. Ce solde provient essentiellement du fait que les volumes d'électricité réels distribués sur le réseau d'ORES en 2020 sont 5% inférieurs aux volumes d'électricité budgétés. En 2019, l'écart entre les volumes réels et les volumes budgétés s'élevait à 3%. On constate que l'écart se creuse entre les volumes budgétés et les volumes réels ce qui conduit à des actifs régulatoires (créances tarifaires) importants sur le chiffre d'affaires. En 2020, la facturation du tarif prosumer permet néanmoins de compenser partiellement la diminution des volumes de prélèvement. On constate en effet que les recettes réelles issues de la facturation du tarif prosumer sont supérieures aux recettes budgétées ce qui génère un passif régulateur (dette tarifaire) à l'égard des utilisateurs de réseau qui réduit la créance tarifaire. Cette dette tarifaire s'explique par le fait que le nombre réel de prosumers et les puissances réelles des installations sont respectivement 20% et 23% supérieures aux valeurs budgétées.

Le graphique ci-dessous montre les volumes de prélèvement (hors transit et pertes) budgétés et réels de l'année 2020, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 8 VOLUMES DE PRELEVEMENTS BUDGETES ET REELS 2019 (HORS TRANSIT ET PERTES)



Les volumes de prélèvement budgétés de l'année 2020 étaient basés sur les volumes facturés hors régularisation de l'année 2017. Plusieurs éléments expliquent la diminution des volumes de prélèvement entre 2017 et 2020. Premièrement, l'année 2020 a été plus chaude que l'année 2017 et est d'ailleurs l'année la plus chaude jamais enregistrée depuis le début des observations. Ensuite, le nombre de prosumers a augmenté de 34% entre 2017 et 2020 ce qui réduit de *facto* les volumes de prélèvement. ORES estime cette diminution à environ 164.933 MWh. Enfin, la crise sanitaire a également eu un impact sur les volumes de prélèvement de l'année 2020. ORES a ainsi constaté que durant le premier semestre 2020, la consommation d'électricité industrielle et résidentielle en

semaine était comparable à celle du week-end. A partir de juin 2020, ORES a constaté un retour à la normale des consommations d'électricité.

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 8.2.1 de la présente décision).

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

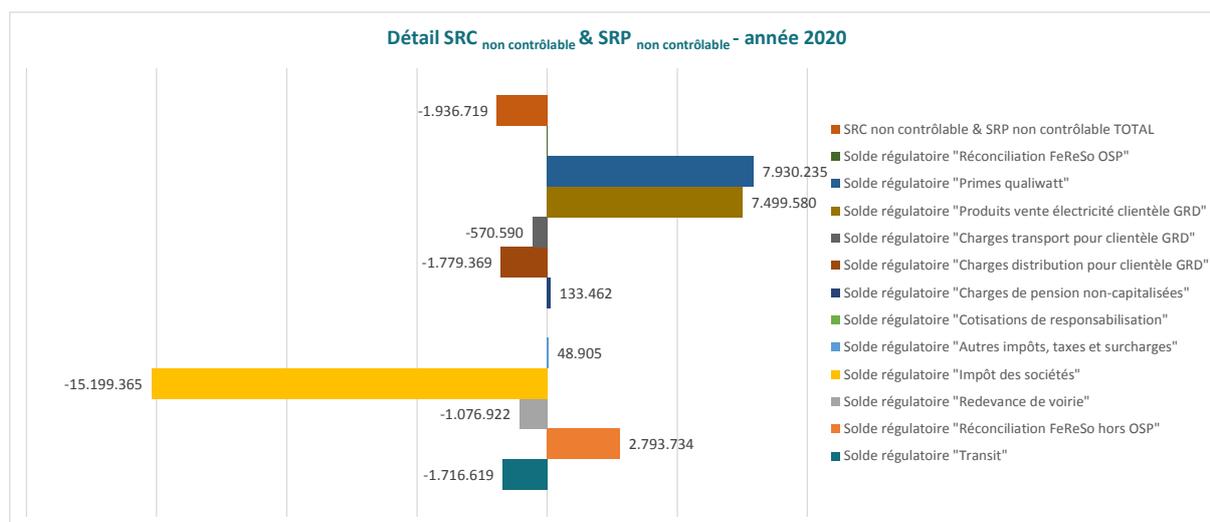
8.2.1. Détail du solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables & solde régulateur relatif aux produits opérationnels non contrôlables ($SRC_{\text{non contrôlables}}$ et $SRP_{\text{non contrôlables}}$)

Le solde régulateur relatif aux **charges opérationnelles non contrôlables ($SRC_{\text{non contrôlables}}$)**, 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 2020, ce solde régulateur est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **-9.436.298€**.

Le solde régulateur relatif aux **produits opérationnels non contrôlables ($SRP_{\text{non contrôlables}}$)** est défini à l'article 112 de la méthodologie tarifaire. En 2020, ce solde est un passif régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **7.499.580€** et qui provient essentiellement des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD. On constate que les volumes de ventes réels sont 25% supérieurs aux volumes de vente budgétés. Cette augmentation des volumes vendus est liée à la crise COVID qui a d'une part augmenté le nombre de clients protégés (nouvelles catégories ou extension des catégories existantes) et de clients sous fournisseur X (accroissement des difficultés de paiement, interdiction de placer des CàB ou de procéder à des coupures pendant plusieurs mois) et qui d'autre part augmenté les consommations des clients suite au recours généralisés au télétravail et à l'augmentation des consommations à domicile (secteur ou activité à l'arrêt ou fortement réduite). La CWaPE constate également que les prix de vente réels sont supérieurs aux prix de vente budgétés (+21% pour le prix maximum et + 11% pour le tarif social).

La somme de ces deux soldes régulateurs est un actif régulateur (créance tarifaire) qui s'élève à **- 1.936.719€ dont le détail est repris dans le graphique ci-dessous :**

GRAPHIQUE 9 DETAIL SOLDE REGULATOIRE SRC NON CONTROLABLES & SRP NON CONTROLABLES – ANNEE 2020



En 2020, le solde réglementaire relatif aux **charges opérationnelles non-contrôlables** se compose notamment :

- d'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **- 15.199.365€** sur les charges liées à l'impôt des sociétés qui résulte du fait que le bénéfice réel de l'année 2020 est largement supérieur au bénéfice budgété ;
- d'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **- 1.716.619€** sur les charges et produits issus du transit. Dans la proposition de revenus autorisés, les charges et produits issus du transit incluaient 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 péréquaté entre eux. Par conséquent, il en résulte un solde réglementaire équivalent aux coûts de transport entre ORES et ses GRD voisins ;
- d'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **- 1.779.369€** sur les charges de distribution pour la clientèle GRD liée à l'augmentation des clients alimentés par le GRD en 2020 (clients protégés et clients sous fournisseur X) comme expliqué ci-dessus ;
- d'un actif réglementaire (créance tarifaire) de **- 1.076.922€** sur la redevance de voirie. Ce solde réglementaire inclut à la fois l'écart entre les coûts budgétés et réels et les produits budgétés et réels. Il provient essentiellement de la diminution des volumes de prélèvement en basse tension et moyenne tension ;
- d'un passif réglementaire (dette tarifaire) de **7.930.235€** 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. Le montant unitaire réel des primes versées en 2020 est très inférieur au montant unitaire budgété en raison notamment de la tendance globalement à la hausse des prix de l'électricité depuis l'élaboration du budget ;
- d'un passif réglementaire (dette tarifaire) de **2.793.734€** sur les charges et produits issus de la réconciliation FeReSo. Dans la proposition de revenus autorisés 2019-2023, ORES avait budgété une charge liée à la réconciliation. En réalité, en 2020, ORES a comptabilisé un produit de réconciliation, ce qui explique que le solde soit une dette tarifaire (trop perçu).

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

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques (SR_{achat pertes})** est défini à l'article 107, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-5.185.668€** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-8.479.171€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (3.293.503€)**. Le prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes est supérieur (28%) au prix d'achat budgété et les volumes réels de pertes en réseau de l'année 2020 sont 8% inférieurs aux volumes budgétés.

A ce montant, s'ajoute un solde (actif régulateur) de - 172.696€ 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 **- 5.358.364€**.

Les pertes en réseau représentent en moyenne 6% de l'électricité totale distribuée sur le réseau (transit et éclairage public inclus). Les pertes relatives au niveau BT représentent en moyenne 87% 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.

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

L'écart relatif à la **charge d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (SR_{achat clientèle})** est défini à l'article 108, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre en 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **- 2.547.940 €** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-1.330.737€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-1.217.203€)**. Le prix d'achat réel d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre est supérieur (27%) au prix d'achat budgété et les volumes réels d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre de l'année 2020 sont 19% supérieurs aux volumes budgétés comme expliqué au point 8.2.1 de la présente décision.

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

L'écart relatif aux **charges d'achat des certificats (SR_{achat cv})** est défini à l'article 110, § 2, de la méthodologie tarifaire. Le prix d'achat réel des certificats verts l'année 2020 étant situé à l'intérieur du couloir de prix autorisé, l'écart (actif régulateur) qui s'élève à **-913.795€** est intégralement à charge des utilisateurs de réseau.

Cet écart se compose d'une part de l'**effet coût (-139.693€)** et, d'autre part, de l'**effet volume (-774.102€)**. Le prix d'achat réel des certificats verts est 9% supérieur au prix d'achat budgété et le nombre de certificats verts achetés en 2020 est 45% supérieur au nombre budgété.

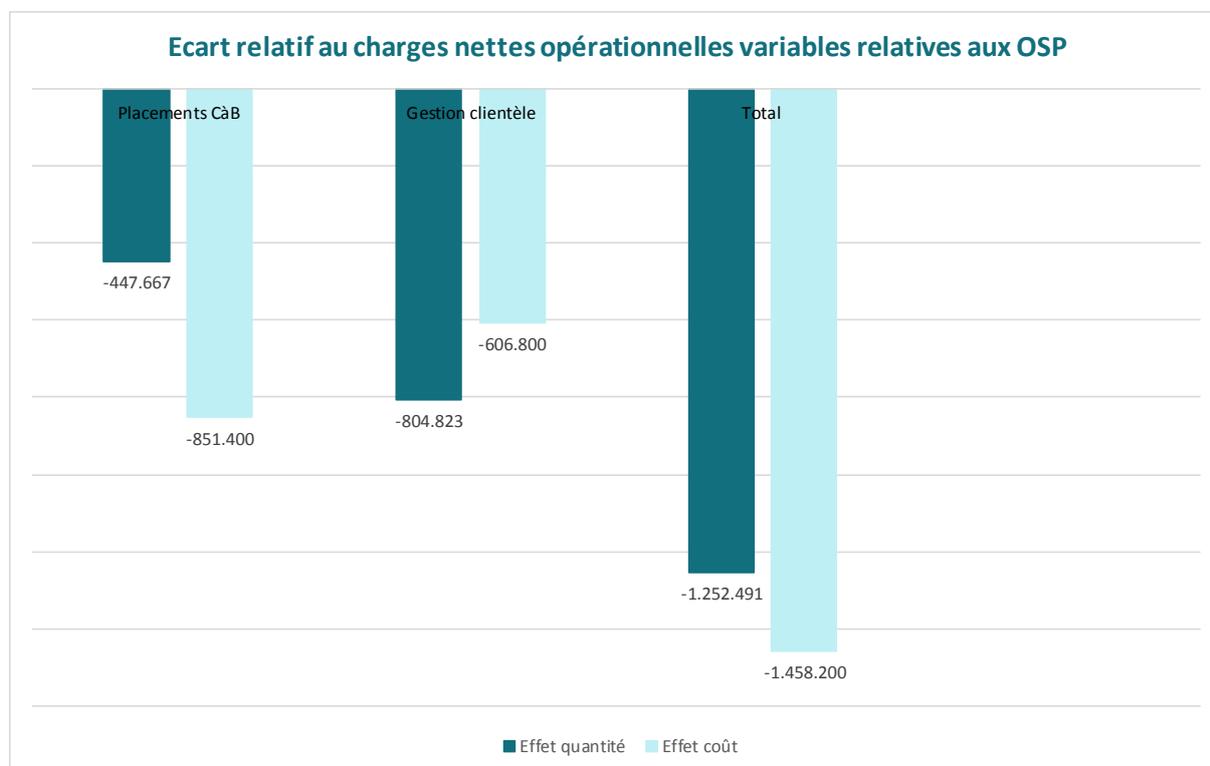
8.2.5. Détail du solde relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR indemnité placement CÀB)

Comme stipulé au point 6.2.4 ci-dessus, l'entrée en vigueur de l'intervention forfaitaire doit se faire de manière concomitante avec le MIG6. Par conséquent, aucun écart n'est rapporté au titre **d'indemnités versées aux fournisseurs en cas de retard de placement des compteurs à budget (SR indemnité placement CÀB)** pour l'année 2020.

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

L'écart relatif aux **charges nettes opérationnelles contrôlables variables relatives aux obligations de service public (SR_{volume OSP})** est défini à l'article 114, §§ 1 et 2, de la méthodologie tarifaire. Cet écart distingue d'une part l'**effet coût** constituant un malus de **-1.458.200€** (cf. point 6.1.2 ci-dessus) et, d'autre part, l'**effet quantité** pour un montant de **-1.252.491€** constituant une créance tarifaire envers les utilisateurs de réseau.

GRAPHIQUE 10 DETAIL DE L'ECART RELATIF AUX CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES VARIABLES RELATIVES AUX OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC – ANNEE 2020

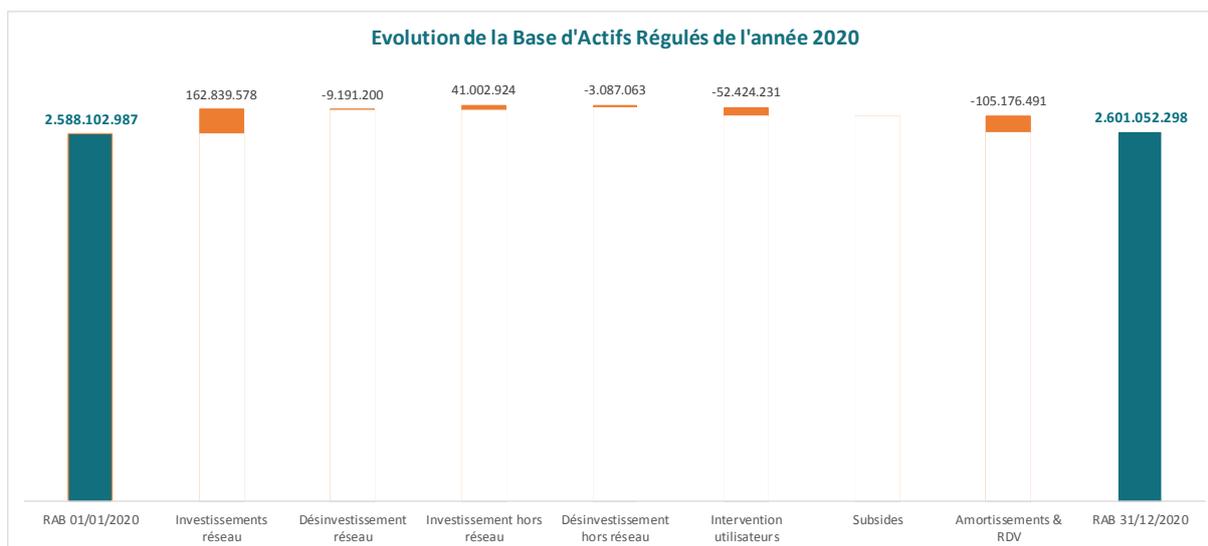


L'actif régulateur de -1.252.491€ se compose d'un actif régulateur de **-447.667€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion des compteurs à budget et d'un actif régulateur de **-804.823€** sur les charges nettes contrôlables variables relatives à la gestion de la clientèle. Au niveau de la gestion de la clientèle, le nombre réel de clients alimentés par le GRD en 2020 est supérieur 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 2020 est inférieur au nombre budgété mais le coût unitaire associé étant négatif, le solde régulateur est également une créance tarifaire.

8.4. Détail du solde relatif à la marge bénéficiaire équitable (SR_{marge bénéficiaire équitable})

La valeur de la Base d'Actifs Régulés s'élève à **2.588.102.987€** au 1^{er} janvier 2020 et à **2.601.052.298€** au 31 décembre 2020. La valeur moyenne de la RAB de l'année 2020 calculée conformément à l'article 24 de la méthodologie, s'élève à **2.594.577.642€**.

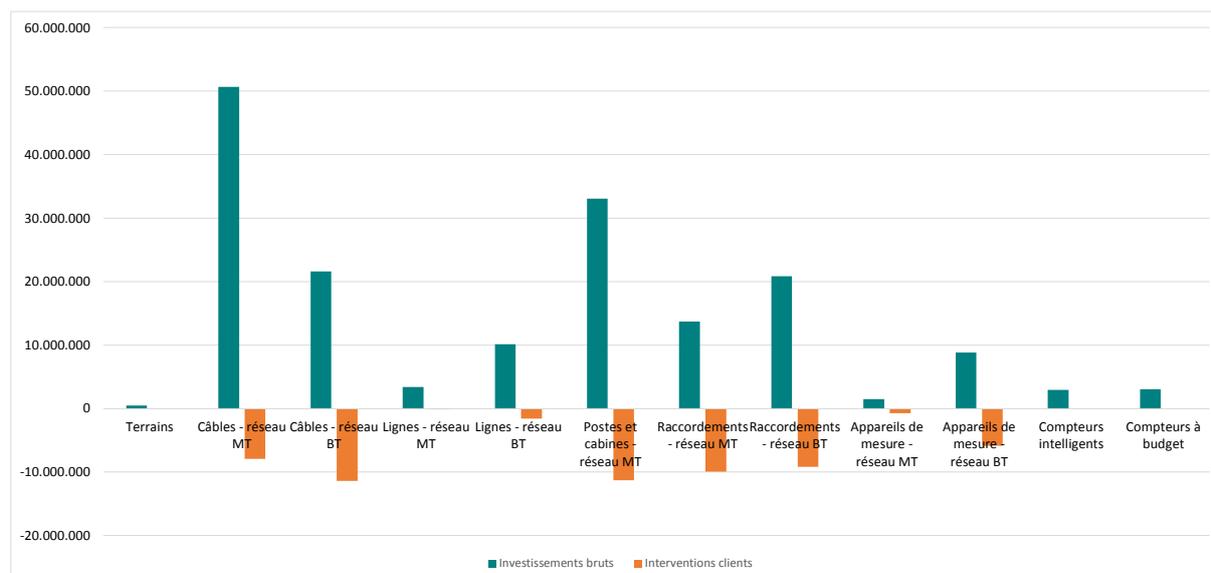
GRAPHIQUE 11 EVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS RÉELLES DE L'ANNÉE 2020



Comme indiqué au point 6.1.3.1 de la présente décision, les investissements réseau de l'année 2020 sont inférieurs aux investissements budgétés mais supérieurs aux investissements réseau de l'année 2019. Ces investissements, ainsi que les interventions tiers² y afférentes, sont répartis selon le graphique ci-dessous.

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

GRAPHIQUE 12 DÉTAIL DES INVESTISSEMENTS ET INTERVENTIONS CLIENTS - RÉSEAU



Le pourcentage de rendement autorisé calculé conformément à l'article 31 de la méthodologie tarifaire 2019-2023 est fixé *ex ante* pour la période 2019 à 2023, et n'est pas revu *ex post*. Ce taux de 4,053 % a été correctement appliqué à la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau de distribution. Le montant total de la marge équitable s'élève à **105.158.232€** pour l'année 2020. ORES a reclassé la marge équitable différentielle relative aux investissements des compteurs intelligents (268.478€) au sein de la rubrique « charges nettes liées au projet spécifique » (voir point 8.5 de la présente décision). Le solde sur la marge équitable est dès lors calculé sur base de la marge équitable réelle hors marge relative au projet de compteurs intelligents soit un montant de **104.889.754€**.

Le solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable est défini à l'article 115 de la méthodologie tarifaire. Pour l'année 2020, il s'élève à **70.062€** et constitue une dette 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 4.895.527€ est le résultat des différentes variations suivantes :

| | BUDGET | REALITE | DIFFERENCE |
|--------------------------------|----------------|----------------|---------------|
| BAR au 01/01/2020 | 2.581.292.298 | 2.588.102.987 | 6.810.688 |
| Investissements réseau | 169.445.595,9 | 170.140.605,9 | 695.010,0 |
| Investissements hors réseau | 19.478.390,0 | 34.999.412,1 | 15.521.022,0 |
| Interventions clients | -48.230.932,9 | -57.932.223,7 | -9.701.290,8 |
| Désinvestissements réseau | -5.236.390,3 | -6.557.305,6 | -1.320.915,3 |
| Désinvestissements hors réseau | 0,0 | -13.151.882,7 | -13.151.882,7 |
| Amortissements et RDV | -118.677.028,3 | -114.549.294,5 | 4.127.733,8 |
| BAR au 31/12/2020 | 2.598.071.933 | 2.601.052.298 | 2.980.365 |
| BAR MOYENNE | 2.589.682.116 | 2.594.577.642 | 4.895.527 |

- La valeur réelle de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2020 est supérieure à la valeur budgétée de la Base d'Actifs Régulés au 01/01/2020 ;
- Les investissements réseau réels de l'année 2020 sont supérieurs aux investissements réseau budgétés ;
- Les investissements hors réseau réels de l'année 2020 sont supérieurs aux investissements hors réseau budgétés ;
- Les désinvestissements réseau et hors réseau réels de l'année 2020 sont largement supérieurs aux désinvestissements réseau et hors réseau budgétés ;
- Les interventions clients réelles de l'année 2020 sont largement supérieures aux interventions clients budgétés ;
- Les charges d'amortissement et de réduction de valeurs sur les actifs réels sont inférieures aux charges d'amortissement et de réduction de valeurs budgétées.

8.5. 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 **2.232.515€** en 2020. Il se compose de l'écart relatif aux charges nettes variables et de l'écart relatif aux charges/produits non-contrôlables.

8.5.1. 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 2020, ORES comptabilise un solde régulateur (dette tarifaire) de **2.394.510€** au niveau des charges nettes variables relatives au projet de déploiement des compteurs intelligents. En effet, ORES a placé 8.810 compteurs intelligents électricité alors qu'il prévoyait initialement d'en placer 20.717 en 2020.

8.5.2. 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 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. En 2020, les écarts sur ces éléments non-contrôlables forment un solde régulateur (dette tarifaire) qui s'élève à **161.995€**.

9. PRISE EN COMPTE DE LA DECISION DE REVISION DU BUDGET SMART

Lors de la révision des budgets spécifiques relatifs au projet de déploiement des compteurs communicants, ORES a renseigné dans son nouveau budget les charges réelles de l'année 2020, telles que rapportées à la CWaPE au travers de ses dossiers ex-post 2020, transmis en date du 30 juin et du 7 octobre 2021. Ce sont donc les coûts réels de l'année 2020 qui ont été pris en compte pour déterminer le nouveau budget spécifique. Dans la décision de la CWaPE référencée CD-21j28-CWaPE-578, la différence entre le budget initial de l'année 2020 (V78bis) et le budget révisé 2020 (correspondant au coûts réels 2020) a été incluse dans le solde régulateur global issu de la révision des budgets spécifiques relatifs au projet de déploiement des compteurs communicants.

Afin d'éviter que le solde régulateur de l'année 2020 relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs communicants, qui s'élève à **2.232.515 €**, ne soit restitué deux fois aux utilisateurs de réseau, il convient de ne pas affecter ce solde à travers la présente décision.

10. PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE

Conformément à l'article 120 de la méthodologie tarifaire, la période d'affectation du solde régulateur de l'année 2020 est déterminée par la CWaPE, en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution. A la suite de cette concertation avec la CWaPE, ORES propose de postposer la décision d'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2020 lors de la détermination des revenus autorisés des années 2024 à 2028. Par conséquent, ORES a retiré sa demande initiale de révision des tarifs pour soldes régulateurs.

11. DECISION

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

Vu les articles 4, § 2, 14°, 7, § 1^{er}, alinéa 2, et 16 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ;

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

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2020 introduit par ORES Assets auprès de la CWaPE en date du 30 juin 2021 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets entre le 1^{er} juillet 2021 et le 2 novembre 2021 par écrit ou lors de réunions ;

Vu le rapport tarifaire *ex post* électricité adapté portant sur l'exercice d'exploitation 2020 d'ORES Assets transmis à la CWaPE le 7 octobre 2021 ;

Vu l'analyse réalisée par la CWaPE des rapports tarifaires *ex post* électricité portant sur l'exercice d'exploitation 2020 d'ORES Assets ;

Considérant que, à l'issue de son contrôle du calcul du solde régulateur de l'année 2020 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 le bonus (écart sur coûts contrôlables) comptabilisé en électricité en 2020, bien qu'inférieur à celui de l'année 2019, reste important ;

Considérant que les coûts contrôlables de l'année 2020 incluent des coûts exceptionnels significatifs liés (1) à la correction des montants investis pour les projets IT et R&D menés avant 2020 suite au changement de méthode d'activation/immobilisation (Deloitte), (2) à des moins-values sur désaffectations d'immobilisations incorporelles très importantes notamment celle relative aux développements IT internes d'ORES pour le projet Atrias ainsi que (3) des charges d'amortissement complémentaires sur les logiciels IT qui n'avaient pas été comptabilisées en 2019 ; qu'il apparaît que les coûts contrôlables réels de l'année 2020 ne sont pas représentatifs des coûts qui ont réellement été nécessaires pour exercer les missions du GRD en 2020 ; que la CWaPE maintient dès lors le constat exprimé dans la décision CD-21d29-CWaPE-0499 que les coûts contrôlables des années 2019-2023 d'ORES Assets pourraient s'avérer être surévalués et se réserve le droit, si elle constatait une disproportion récurrente des coûts contrôlables par rapport aux besoins du GRD, de demander une révision des revenus autorisés des années 2022-2023 (ou de l'une de ces années) en vertu de l'article 55 de la méthodologie tarifaire ;

Considérant qu'ORES Assets propose d'affecter le solde régulateur électricité de l'année 2020 aux tarifs de distribution d'électricité des années 2024 à 2028 ;

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 que l'affectation concomitante des soldes régulateurs des années 2020 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 régulateurs

La CWaPE approuve les soldes régulateurs électricité de l'année 2020 rapportés par ORES Assets au travers de son rapport tarifaire *ex-post* daté du 7 octobre 2021, sous les réserves formulées à la section 3 de la présente décision. Le solde régulateur électricité d'ORES Assets de l'année 2020 est un actif régulateur qui s'élève à -20.646.710€.

Toutefois, conformément à la décision de la CWaPE référencée CD-21j28-CWaPE-0578, afin d'éviter que le solde régulateur de l'année 2020 relatif au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents, qui s'élève à 2.232.515€ ne soit restitué deux fois aux utilisateurs de réseau, il convient de ne pas affecter ce solde à travers la présente décision. Par conséquent, le solde régulateur électricité d'ORES Assets de l'année 2020 à affecter est un actif régulateur qui s'élève à - 22.879.225€.

11.2. Affectation des soldes régulateurs

La CWaPE décide que l'affectation du solde régulateur électricité de l'année 2020 d'ORES Assets sera déterminée lors de l'approbation des revenus autorisés 2024-2028 d'ORES Assets.

12. VOIES DE RECOURS

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

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

En cas de plainte en réexamen, le délai de trente jours mentionné ci-dessus pour l'exercice d'un recours en annulation devant la Cour des marchés *« est suspendu à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50ter, alinéa 2, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

13. ANNEXES

Annexe I. Évolution du revenu autorisé électricité d'ORES Assets pour les années 2015 à 2020

Date du document : 25/11/2021

DÉCISION

CD-21k25-CWape-0598

**Soldes rapportés par ORES Assets
concernant l'exercice d'exploitation 2020**

Annexe I : Évolution du revenu autorisé

Table des matières

| | | |
|------|---|---|
| 1. | ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ | 3 |
| 1.1. | Évolution du revenu autorisé 2019-2020..... | 3 |
| 1.2. | Évolution du revenu autorisé entre 2016 et 2020 | 5 |
| 2. | ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2016 ET 2020 | 6 |

Index graphiques

| | | |
|-------------|--|---|
| Graphique 1 | Évolution du revenu autorisé 2019-2020 | 3 |
| Graphique 2 | Évolution du revenu autorisé réel 2016-2020 | 5 |
| Graphique 3 | Évolution des volumes de prélèvement 2016-2020 | 6 |

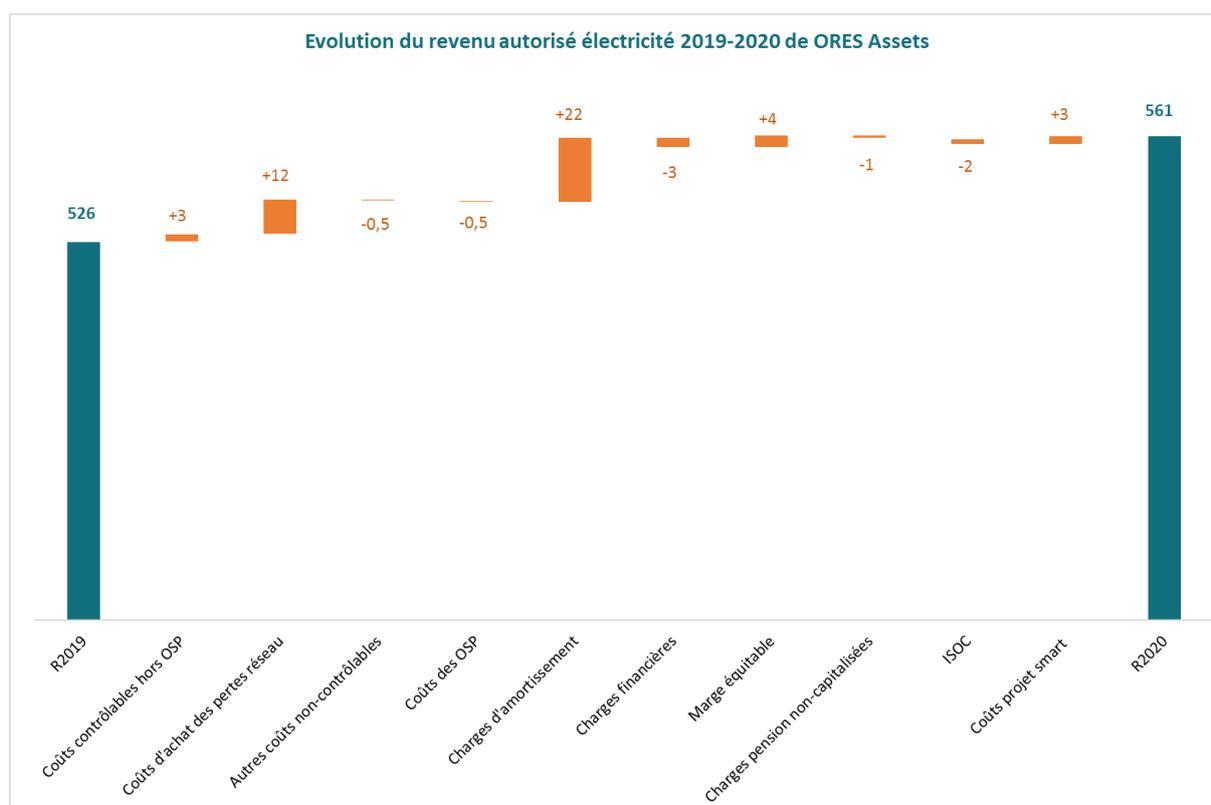
1. ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

1.1. Évolution du revenu autorisé 2019-2020

Sur la base des données introduites dans le rapport tarifaire *ex post* électricité 2020 du 7 octobre 2021, le revenu autorisé électricité réel de l'année 2020 est de **560.952.656€** soit en hausse de **7% par rapport aux coûts réels rapportés de l'exercice d'exploitation 2019 (525.835.339€)**.

Le revenu autorisé réel évolue pour les années 2019 à 2020 selon le graphique suivant :

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ 2019-2020



Les principales variations entre 2019 et 2020 s'expliquent par :

- **Charges d'amortissement et de désaffectation (+21.573.079€ soit +18%)** : l'augmentation des charges nettes liées aux immobilisations s'explique principalement par les importantes désaffectations réalisées par ORES SC et ORES Assets en 2020 à la suite de la réalisation d'un impairment test sur les immobilisations incorporelles et la mise en œuvre d'une nouvelle méthode d'activation des coûts de projet IT avec correction des investissements réalisés avant 2020. En 2020, ORES a également comptabilisé un rattrapage de charge d'amortissement sur les logiciels IT qui aurait dû être comptabilisé en 2019.
- **Coûts d'achat d'électricité pour compenser les pertes réseau (+ 11.560.168€ soit +48%)** : malgré une diminution des volumes de pertes de 7% entre 2019 et 2020, l'augmentation du prix d'achat de l'électricité de 56% a entraîné en 2020 une augmentation des coûts d'achat de l'électricité pour la compensation des pertes de 48%.

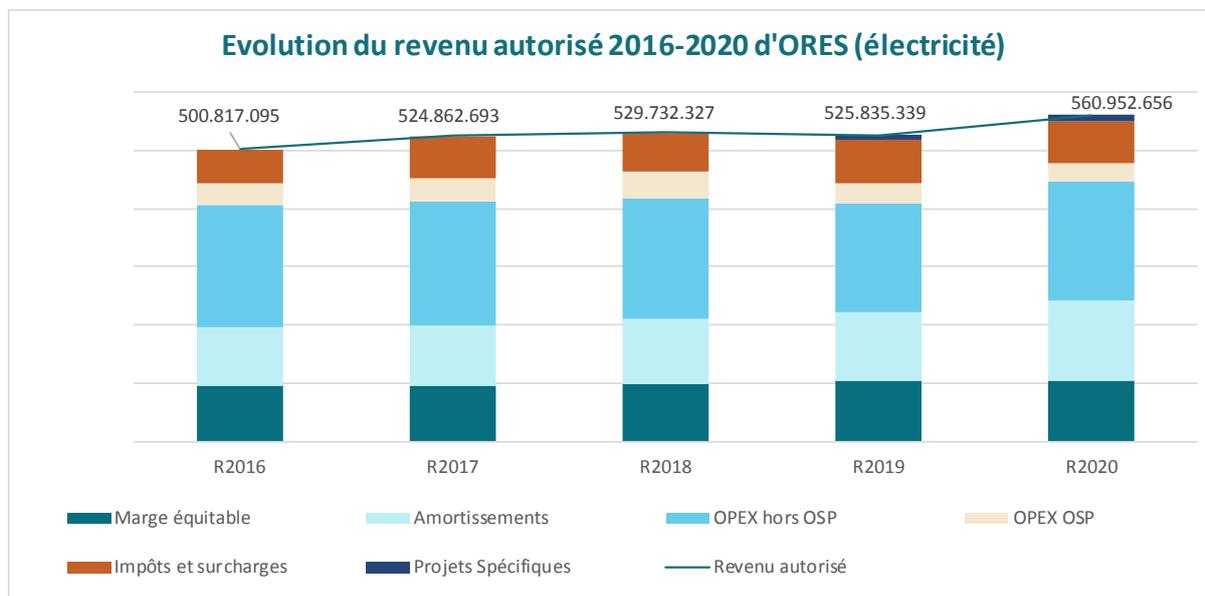
- **Charges financières (-3.336.061 soit -13%)** : ORES a conclu de nouveaux emprunts en 2020 et a effectué un tirage sur l'emprunt auprès de la BEI à des taux d'intérêt inférieurs à 0,5%.
- **Marge équitable (+3.993.615€ soit +5%)** : l'augmentation de la marge équitable s'explique par :
 - l'augmentation naturelle de la valeur moyenne de la Base d'Actifs Régulés ;
 - le changement de la formule du pourcentage de rendement qui, à partir de 2019, inclut le coût de la dette tandis que ce dernier était considéré comme un coût non gérable en 2018. 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 2020, les charges financières ayant diminué chez ORES, le montant résiduel de la marge équitable (rémunération des capitaux propres) a augmenté (+5%).

| | R2019 | R2020 | Var.2019-2020 | |
|--------------------------------------|-------------|-------------|---------------|------|
| Rémunération des capitaux externes | 25.209.389 | 21.873.328 | -3.336.061 | -13% |
| Rémunération des capitaux propres | 79.022.811 | 83.016.426 | 3.993.615 | 5% |
| Total rémunération = marge équitable | 104.232.200 | 104.889.754 | 657.554 | 1% |

- **Charges relatives aux projets spécifiques (+2.888.857€ soit +39%)** : L'augmentation des charges nettes relatives au projet spécifique est générée par les développements IT du projet switch ainsi que le début du déploiement des compteurs intelligents à partir de janvier 2020.
- **Charges contrôlables (+2.549.599€ soit +2%)** : l'augmentation des coûts contrôlables entre 2019 et 2020 s'explique notamment par :
 - les coûts de personnel (rémunérations, charges sociales, pension) qui augmentent de 14% par rapport à 2019. En 2019, ORES avait extourné une provision significative constituée en 2018 afin de couvrir les coûts liés aux soins de santé futurs des employés actifs et inactifs d'ORES ce qui explique en partie la variation à la hausse entre 2019 et 2020.
 - les coûts IT (projets et hors projets) qui augmentent de 20% par rapport à 2019.
- **Impôt des sociétés et des personnes morales (-1.849.160€ soit -4%)** : la diminution de la charge fiscale provient de la diminution du taux d'imposition (de 29,58% à 25%).

1.2. Évolution du revenu autorisé entre 2016 et 2020

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ REEL 2016-2020



Le revenu autorisé électricité d'ORES Assets s'élève au 31 décembre 2020 à 560.952.656 euros. Ce revenu augmente de 12% sur la période 2016-2020.

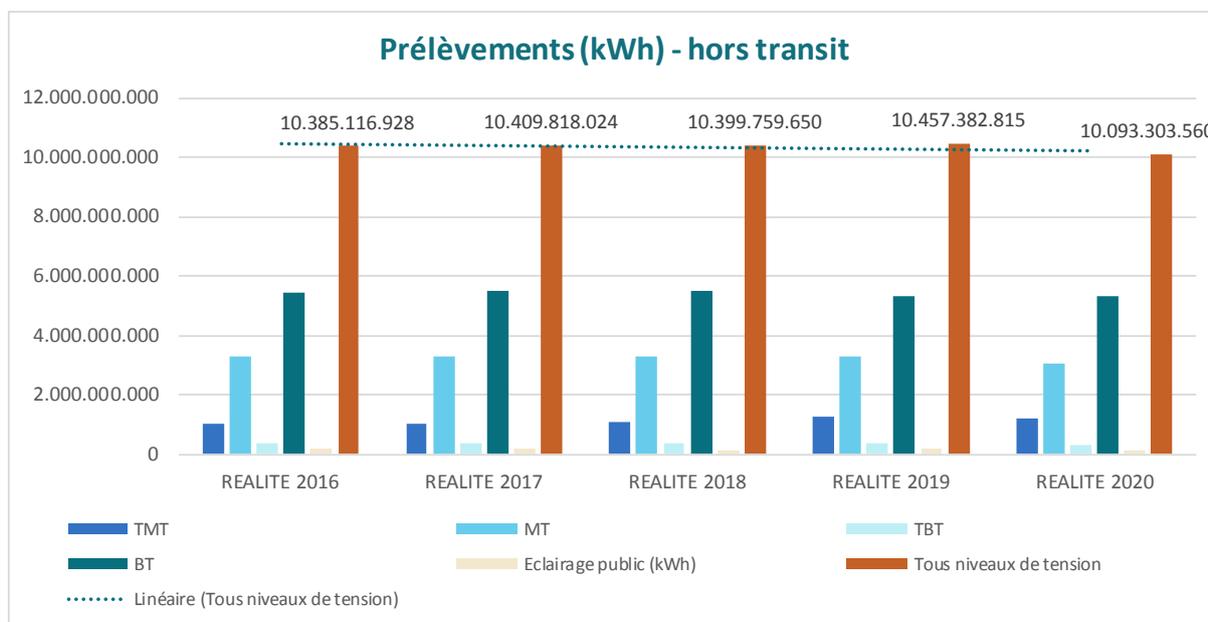
Les principales variations entre 2016 et 2020 s'expliquent par :

- L'augmentation des **charges d'amortissement** de plus de **39M€ (+39%)** entre 2016 et 2020. L'augmentation se situe entre 5% à 6% par an entre 2016 et 2019. Entre 2019 et 2020, l'augmentation est de 18% et s'explique par les importantes désaffectations comptabilisées sur les investissements IT.
- La diminution des **charges opérationnelles hors OSP** de **7M€ (-3%)** entre 2016 et 2020. On constate que ces charges fluctuent à la hausse et à la baisse entre 2016 et 2020. Elles augmentent de 7% entre 2019 et 2020.
- La diminution des **charges opérationnelles OSP** de près de **4M€ (-10%)** entre 2016 et 2020. Ces charges diminuent fortement entre 2018 et 2019 (-26%) à la suite du changement de système d'imputation. Elles restent stables entre 2019 et 2020.
- L'augmentation des **impôts et surcharges** de **14M€ (+24%)** entre 2016 et 2020. Cette augmentation est essentiellement liée à la hausse de l'impôt des sociétés entre 2016 et 2017 (+28%) et entre 2018 et 2019 (+12%).
- L'augmentation de la **marge équitable** de **près de 8M€ (+8%)** entre 2016 et 2020 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.

2. ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT ENTRE 2016 ET 2020

L'évolution des volumes de prélèvement, par niveau de tension, entre l'année 2016 et l'année 2020 est illustrée dans le graphique ci-dessous :

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT 2016-2020



On constate que les volumes de prélèvement globaux (tous niveaux de tension confondus) diminuent de 3% entre 2016 et 2020.