

Date du document : 15/10/2026

DÉCISION

CD-26i15-CWaPE-1318

DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS ÉLECTRICITÉ ET GAZ POUR LES ANNÉES 2026 À 2029, INTRODUITE LE 9 OCTOBRE 2026 PAR LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION ORES ASSETS

Rendue en application de l'article 15, § 3, 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 5 et 60, § 1^{er}, 4°, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029

Table des matières

1.	BASE LÉGALE.....	4
2.	HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE.....	5
3.	RÉSERVE D'ORDRE GÉNÉRAL.....	7
4.	DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS 2025	8
5.	DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS 2026 À 2029.....	8
5.1.	<i>Motifs de la demande</i>	8
5.2.	<i>Nouveaux budgets visés par la demande de révision</i>	9
5.2.1.	<i>Carve-Out ENGIE – Infrastructure & Services RH</i>	9
5.2.2.	<i>Cybersécurité et Business Continuity + Sécurité physique des bâtiments</i>	13
5.2.3.	<i>Impact du décret Juge de Paix sur les activités de fourniture d'ORES</i>	18
5.2.4.	<i>Intensification des activités marchés</i>	20
5.2.5.	<i>Volumétrie et Complexité des Interactions Clients</i>	26
5.2.6.	<i>Prix unitaires d'investissement</i>	32
5.2.7.	<i>Enjeux de puissance et flexibilité</i>	38
5.2.8.	<i>Transfert de la commune de Brunehaut</i>	41
5.3.	<i>Synthèse de la demande</i>	43
5.4.	<i>Engagement relatif au contrôle ex post et à la restitution aux URD des montants non dépensés ...</i>	43
5.5.	<i>Contrôles effectués</i>	46
5.6.	<i>Traduction dans le Revenu Autorisé électricité et dans le Revenu Autorisé gaz</i>	51
5.7.	<i>Revenus autorisés électricité et gaz 2025-2029 après révision</i>	51
6.	DÉCISION	53
7.	PROPOSITION TARIFAIRE 2025-2029.....	56
8.	VOIE DE RECOURS	57

Index tableaux

TABEAU 1: RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – CARVE-OUT INFRASTRUCTURE	11
TABEAU 2: RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – CARVE-OUT INFRASTRUCTURE – IMPACT PAR CATÉGORIES DE COÛTS.....	11
TABEAU 3 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – CARVE-OUT RH –	12
TABEAU 4: RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – CARVE-OUT RH – IMPACT PAR CATÉGORIES DE COÛTS.....	12
TABEAU 5 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – CYBERSÉCURITÉ ET BUSINESS CONTINUITY	15
TABEAU 6 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – SÉCURITÉ PHYSIQUE DES BÂTIMENTS	15
TABEAU 7 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – CYBERSÉCURITÉ ET BUSINESS CONTINUITY – IMPACT CATÉGORIES DE COÛTS ...	16
TABEAU 8 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – SÉCURITÉ PHYSIQUE DES BÂTIMENTS – IMPACT CATÉGORIES DE COÛTS.....	16
TABEAU 9 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – DÉCRET JUGE DE PAIX	19
TABEAU 10: RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ - ACTIVITÉS MARCHÉS	23
TABEAU 11: RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ PAR CATÉGORIE DE COÛTS - ACTIVITÉS MARCHÉS.....	24
TABEAU 12 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ PAR CATÉGORIE DE COÛTS – SEGMENTATION ET EXPÉRIENCE CLIENT	28
TABEAU 13: PROJECTION DU NOMBRE D'INTERACTIONS SUPPLÉMENTAIRES ENTRE 2026 ET 2029	28
TABEAU 14 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ PAR CATÉGORIE DE COÛTS - COMNEXIO	29
TABEAU 15: RÉVISION DU RA ÉLECTRICITÉ - CRM	31
TABEAU 16: RÉVISION DU RA ÉLECTRICITÉ PAR CATÉGORIE DE COÛTS - CRM	31
TABEAU 17 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ - INTENSIFICATION INTERACTIONS CLIENTS.....	31
TABEAU 18 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ PAR CATÉGORIE DE COÛTS - INTENSIFICATION INTERACTIONS CLIENTS	31
TABEAU 19 : ANALYSE DES CNI – 30 AVRIL 2026	33
TABEAU 20 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – PRIX UNITAIRES D'INVESTISSEMENT	36
TABEAU 21 : RÉVISION DES RA ÉLECTRICITÉ ET GAZ – PRIX UNITAIRES D'INVESTISSEMENT – IMPACT CATÉGORIES DE COÛTS	36
TABEAU 22 : CNI COMPLÉMENTAIRES – PRIX UNITAIRES D'INVESTISSEMENT – BUDGETS 2026-2029 ÉLECTRICITÉ.....	38
TABEAU 23 : CNI COMPLÉMENTAIRES – PRIX UNITAIRES D'INVESTISSEMENT – BUDGETS 2026-2029 GAZ	38
TABEAU 24 : RÉVISION DU RA ÉLECTRICITÉ – PLAN DE PUISSANCE.....	40
TABEAU 25 : RÉVISION DU RA ÉLECTRICITÉ - RÉPARTITION PAR CATÉGORIE DE COÛTS.....	40
TABEAU 26 : RÉVISION DU RA ÉLECTRICITÉ - MODIFICATION DU PÉRIMÈTRE D'ACTIVITÉ - RAB ET CHARGES NETTES CONTRÔLABLES CORRESPONDANT À LA COMMUNE DE BRUNEHAUT	42
TABEAU 27 : DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS ÉLECTRICITÉ 2026- 2029 DU 9 OCTOBRE 2026	43
TABEAU 28 - DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS GAZ 2026- 2029 DU 9 OCTOBRE 2026.....	43
TABEAU 29 : IMPACT DE LA RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS ÉLECTRICITÉ	47
TABEAU 30 : IMPACT DE LA RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS GAZ.....	47
TABEAU 31 - MONTANTS TOTAUX DE LA DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS ÉLECTRICITÉ 2026-2029	51
TABEAU 32 - MONTANTS TOTAUX DE LA DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS GAZ 2026-2029	51
TABEAU 33 - REVENUS AUTORISÉS ÉLECTRICITÉ 2025 -2029 APRÈS RÉVISION	51
TABEAU 34 - REVENUS AUTORISÉS GAZ 2025 -2029 APRÈS RÉVISION	52

1. BASE LÉGALE

En vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, de l'article 36, § 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, de l'article 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 ainsi que de l'article 5, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029, la CWaPE est chargée de l'approbation du revenu autorisé des gestionnaires des réseaux de distribution.

L'article 15, § 3, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (ci-après, le décret tarifaire) permet au gestionnaire de réseau de distribution de soumettre une demande motivée de révision de sa proposition tarifaire à l'approbation de la CWaPE en cours de période régulatoire, dans l'hypothèse où des circonstances exceptionnelles, qui impactent significativement la situation financière du gestionnaire de réseau conformément à des critères définis dans la méthodologie tarifaire, surviennent indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

Les critères visés à l'article 15, § 3, précité du décret tarifaire sont repris à l'article 60, § 1^{er}, 4°, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (ci-après, la méthodologie tarifaire). Cette disposition permet ainsi la révision du revenu autorisé du GRD « *[e]n cas de circonstances exceptionnelles survenant entre l'approbation du revenu autorisé et la fin de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution, pour autant qu'elles impactent durablement à la hausse ou à la baisse à hauteur au moins de 2% du revenu autorisé de l'année au cours de laquelle les circonstances exceptionnelles se sont produites, la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution* ». Elle précise en outre que, « *[d]ans le cadre de l'appréciation de l'impact significatif visé à l'alinéa précédent, sont seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonnabilité visés à l'article 62 de la présente méthodologie* ».

L'article 61 de la méthodologie tarifaire prévoit, quant à lui, que les coûts soumis à travers la demande de révision doivent rencontrer les critères de raisonnabilité visés à l'article 62 de cette même méthodologie.

2. HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE

1. Le 30 avril 2026, ORES Assets a introduit auprès de la CWaPE une demande de révision de ses revenus autorisés électricité et gaz pour les 5 années de la période régulatoire 2025-2029.
2. Le 15 juin 2026, la CWaPE a transmis à ORES une première série de questions et de demandes de compléments d'information relatives à cette demande.
3. Le 30 juin 2026, ORES a transmis à la CWaPE ses réponses aux questions adressées par celle-ci.
4. Le 3 juillet 2026, la CWaPE et ORES ont tenu une réunion de travail consacrée à l'examen de la demande de révision du revenu autorisé. À la suite de cette réunion, plusieurs échanges de courriels sont intervenus entre la CWaPE et ORES afin de préciser certains éléments de la demande.
5. Le 22 juillet 2026, ORES a transmis à la CWaPE une note complémentaire intitulée « Évolution du métier du GRD face aux enjeux de puissance et de flexibilité et besoins en matière de gestion de la relation client », ainsi que des éléments complémentaires relatifs à certains postes de coûts repris dans la demande.
6. Le 31 août 2026, la CWaPE a demandé à ORES de scinder le traitement de la demande de révision des revenus autorisés d'ORES en deux volets successifs, le premier portant sur la période 2026-2029 et le second portant sur l'année 2025. La demande de révision des revenus autorisés 2025 reposant, selon ORES, sur le caractère potentiellement disproportionné de ceux-ci, l'analyse de cette demande ne peut en effet se faire que dans le cadre de l'examen des coûts réels d'ORES repris dans le rapport *ex post* relatif à l'année 2025, qui fera l'objet d'un examen distinct. Le traitement de la demande de révision des revenus autorisés d'ORES s'est donc focalisé sur les années 2026 à 2029. La présente décision ne porte dès lors que sur ces années.
7. D'autres échanges sont intervenus entre la CWaPE et ORES en septembre.
8. Les 3, 10, 11 et 15 septembre 2026, la CWaPE et ORES ont tenu des réunions de travail destinées à examiner les différents postes de la demande, à discuter des éléments justificatifs fournis et à identifier les adaptations susceptibles d'être apportées au dossier.
9. Le 17 septembre 2026, ORES a transmis à la CWaPE plusieurs documents complémentaires, comprenant notamment des éléments de justification additionnels relatifs aux activités « marchés », à la flexibilité, à la relation client ainsi qu'un chiffrage complémentaire relatif au projet CRM.
10. Le 21 septembre 2026, la CWaPE a transmis à ORES une note d'analyse reprenant les principales adaptations attendues de la demande afin de permettre l'introduction d'une version adaptée du dossier.
11. Le 25 septembre 2026, ORES a transmis à la CWaPE sa demande adaptée de révision des revenus autorisés pour la période 2026-2029 ainsi que la version modifiée du modèle de rapport et la mise à jour de certaines notes complémentaires. ORES précise, dans cette demande, que « *la demande adaptée de révision du RA du 25/09/2026 porte uniquement sur les budgets des années 2026-2029. La demande de révision du RA 2025 sera déposée ultérieurement lors du dépôt du rapport ex-post 2025 adapté* ».

12. Entre le 25 septembre et le 8 octobre 2026, des échanges complémentaires sont encore intervenus entre la CWaPE et ORES afin de clarifier certains éléments de la demande adaptée et d'assurer la cohérence des informations reprises dans les différents documents transmis.
13. Le 9 octobre 2026 ORES a transmis à la CWaPE des nouvelles versions du modèle de rapport.
14. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, de l'article 36, § 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, des articles 2, § 2, 7, § 1^{er}, alinéa 2, et 15, § 3, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ainsi que des articles 5, § 1^{er}, et 60, § 1^{er}, 4°, de la méthodologie tarifaire, sur la demande de révision ponctuelle du revenu autorisé des années 2026 à 2029, déposée le 9 octobre 2026 par ORES Assets.

3. RÉSERVE D'ORDRE GÉNÉRAL

La présente décision se fonde sur les documents qui ont été mis à disposition de la CWaPE et sur des contrôles opérés par sondage.

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 et d'investissement ou lors de l'élaboration des rapports tarifaires *ex post*, 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 budgétés 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 budgétés 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 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 dans le respect du cadre établi par la méthodologie tarifaire (notamment sur la base de l'article 60, § 3, de la méthodologie tarifaire). La CWaPE est toutefois disposée, sur demande motivée d'ORES, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

4. DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS 2025

La demande de révision des revenus autorisés d'ORES, initialement introduite le 30 avril 2026, visait à la fois l'année 2025 et les années 2026-2029.

En ce qui concerne l'année 2025, ORES fondait sa demande de révision des revenus autorisés sur l'article 60, § 1er, 5°, de la méthodologie tarifaire et sur le caractère potentiellement disproportionné de ceux-ci. L'analyse de cette demande nécessitant d'examiner les coûts réels exposés par ORES, tels que repris dans son rapport *ex post* relatif à l'année 2025, la CWaPE a informé ORES qu'elle ne pourra être entamée qu'à la fin de l'année 2026.

Le 31 août 2026, la CWaPE a dès lors demandé à ORES de scinder le traitement de la demande de révision des revenus autorisés d'ORES en deux volets successifs :

- le premier portant sur la période 2026-2029 et faisant l'objet de la présente décision ;
- le second portant sur l'année 2025, et devant encore faire l'objet d'une décision dans les prochains mois, après analyse du caractère disproportionné ou non du revenu autorisé 2025 d'ORES.

À la suite de cette demande, ORES a dès lors recentré ses demandes adaptées de révisions des revenus autorisés introduites les 25 septembre et 9 octobre 2026, sur les années 2026 à 2029.

5. DEMANDE DE RÉVISION DES REVENUS AUTORISÉS 2026 À 2029

5.1. Motifs de la demande

La demande de révision des revenus autorisés 2026 à 2029 d'ORES Assets est basée sur l'article 60, § 1^{er}, 4°, de la méthodologie tarifaire, qui dispose que :

« À la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé ex ante d'une ou plusieurs années de la période régulatoire, peut être révisé dans les cas suivants : [...]

4° En cas de circonstances exceptionnelles survenant entre l'approbation du revenu autorisé et la fin de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution, pour autant qu'elles impactent durablement à la hausse ou à la baisse à hauteur au moins de 2% du revenu autorisé approuvé de l'année au cours de laquelle les circonstances exceptionnelles se sont produites, la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution. »

ORES invoque à titre de circonstances exceptionnelles indépendantes de sa volonté, impactant sa situation financière de manière durable et à hauteur d'au moins 2 % de son revenu autorisé, les circonstances suivantes :

- Le contexte international et ses conséquences en matière de cybersécurité ;

- L'accélération de la transition énergétique (et la complexification de l'exploitation du réseau et des relations avec les clients et acteurs de marché, qu'elle génère) ;
- L'inflation des prix unitaires des investissements ;
- La problématique de la puissance disponible aux postes Elia en Région wallonne.

Pour chacun des thèmes repris dans la section 5.2 ci-dessous, ORES a expliqué de manière plus concrète les coûts supplémentaires en lien avec ces circonstances, auxquels le GRD est confronté et qui n'avaient pas pu être pris en compte au moment de l'approbation initiale des revenus autorisés 2026 à 2029.

La CWaPE relève, pour le bon ordre, que si ORES invoque, dans sa demande initiale, de manière générale (« *pour le surplus* »), le caractère prétendument disproportionné des tarifs sur la base de l'article 60, § 1^{er}, 5°, de la méthodologie tarifaire, aucune justification valide n'est apportée pour les années 2026-2029, de sorte que la demande d'ORES pour les années 2026-2029 est analysée dans le cadre de la présente décision au regard l'article 60, § 1^{er}, 4°, de la méthodologie tarifaire uniquement.

5.2. Nouveaux budgets visés par la demande de révision

5.2.1. *Carve-Out* ENGIE – Infrastructure & Services RH

5.2.1.1. Description

ORES sollicite une révision de son revenu autorisé afin de couvrir les coûts induits par deux évolutions externes qui, selon elle, modifient significativement la trajectoire de migration initialement prévue pour ses infrastructures IT et ses systèmes RH.

En premier lieu, ORES rappelle que sa dépendance à l'égard d'ENGIE IT devait progressivement prendre fin afin de répondre aux exigences européennes d'*unbundling* contrôlées par la CWaPE, qui imposent à ORES de devenir indépendante d'un fournisseur IT appartenant à un groupe actif sur le marché de l'énergie.

Selon ORES, une trajectoire de sortie progressive avait été construite à l'horizon 2030 afin de limiter les coûts et d'aligner les transferts avec le calendrier de remplacement des applications concernées. Toutefois, l'annonce par ENGIE, en octobre 2024, de l'arrêt de ses services d'infogérance au 31 décembre 2027 a modifié cette trajectoire et contraint le GRD à accélérer la mise en concurrence d'un nouvel infogérant, la reprise des infrastructures et la démutualisation des services encore opérés par ENGIE IT. ORES estime que cette anticipation engendre des coûts supplémentaires liés à la transition, au transfert de connaissances, à la sécurisation des environnements et à la continuité des services critiques.

En second lieu, ORES indique que la décision d'ENGIE de mettre fin aux services Star RH au 31 décembre 2027 l'oblige à reprendre l'ensemble des activités liées à la gestion de la paie et de l'administration du personnel. Selon le GRD, cette reprise dépasse largement la simple migration d'un système informatique et inclut également l'hébergement, la maintenance applicative, les interfaces, les traitements de paie et de post-paie ainsi que la contractualisation directe d'un secrétariat social. ORES souligne par ailleurs que cette situation est renforcée par l'obsolescence annoncée de SAP HCM, dont le support prend également fin en 2027, rendant nécessaire la mise en place d'une nouvelle

solution SIRH. Le GRD considère que ces investissements sont indispensables afin de garantir la continuité du paiement des salaires et le respect de ses obligations légales à partir de 2028.

Selon ORES, les coûts faisant l'objet de la présente demande résultent de circonstances externes indépendantes de sa volonté et sont indispensables à la continuité de ses activités et sa conformité réglementaire.

La demande de révision du revenu autorisé introduite par ORES est structurée autour de deux volets distincts : d'une part, le **carve-out Infrastructure**, relatif à la séparation complète des infrastructures et services d'infogérance historiquement fournis par ENGIE IT, et, d'autre part, le **carve-out SIRH**, relatif à la reprise du système de gestion de la paie et de l'administration du personnel ainsi qu'à la mise en place d'une solution RH autonome.

5.2.1.1.1. Carve-out Infrastructure

ORES indique avoir engagé, depuis plusieurs années, différentes démarches visant à réduire progressivement sa dépendance à ENGIE IT. Le GRD indique toutefois que certains services demeurent mutualisés avec ENGIE IT, en particulier la gestion des accès, les échanges de fichiers avec les tiers et l'ordonnancement. La reprise de ces services selon ORES constitue un prérequis nécessaire à l'achèvement du processus de séparation engagé avec ENGIE IT.

La feuille de route présentée par ORES s'articule autour des principaux jalons suivants :

2025-2026 : Sélection et contractualisation avec un nouvel infogérant via un appel d'offres.

2025-2026 : Démutualisation des services IT. Reprendre progressivement les services concernés dans des environnements distincts, tout en garantissant la continuité des activités.

Fin 2027 : Transfert complet des services et infrastructures Engie IT et reprise et exploitation des services IT par le nouvel infogérant.

5.2.1.1.2. Carve-out SIRH

ORES indique que la cessation des services Star RH fournis par ENGIE lui impose de reprendre en propre les activités liées à la gestion de la rémunération et à l'administration du personnel afin de garantir la continuité de la paie et le respect de ses obligations légales. ORES précise que cette transition requiert d'abord la reprise du système existant avant son remplacement par un nouveau système d'information RH plus pérenne.

La feuille de route présentée par ORES s'articule autour des principaux jalons suivants :

- 2025-2026 : Préparation du projet, accompagnement par des experts externes et lancement des marchés publics relatifs au futur SIRH et au secrétariat social.
- 2026-2027 : Réalisation du carve-out de Star RH consistant à migrer une copie du système existant dans l'environnement ORES, à reprendre les interfaces associées et à organiser une phase de fonctionnement parallèle avec ENGIE.
- 2026-2027 : Déploiement de la première vague du SIRH cible couvrant la gestion de la rémunération et l'administration du personnel.

- Fin 2027 : mise en service complète du nouveau dispositif RH et reprise autonome des activités de paie et d'administration du personnel auparavant assurées par ENGIE.

Entre le dépôt du dossier et la présente décision, plusieurs échanges ont eu lieu entre la CWaPE et ORES afin de clarifier certains aspects de la demande, d'obtenir des informations complémentaires et d'approfondir l'analyse des éléments soumis. Ces échanges ont conduit à plusieurs adaptations du dossier et ont permis d'apporter des réponses satisfaisantes à une grande partie des questions soulevées par la CWaPE.

5.2.1.2. Montants – Carve-out Infrastructure

Les coûts relatifs au projet de carve-out Infrastructure sont répercutés sur les activités électricité et gaz. Les montants sollicités sont les suivants :

Tableau 1: Révision des RA électricité et gaz – Carve-out Infrastructure

Sortie Engie Projet	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Électricité	757.903 €	3.757.980 €	285.829 €	0 €	4.801.711 €
Sortie Engie MS 1 transition	757.903 €	3.757.980 €	285.829 €	0 €	4.801.711 €
Gaz	210.168 €	1.042.096 €	79.261 €	0 €	1.331.526 €
Sortie Engie MS 1 transition	210.168 €	1.042.096 €	79.261 €	0 €	1.331.526 €

Tableau 2: Révision des RA électricité et gaz – Carve-out Infrastructure – Impact par catégories de coûts

Sortie Engie Projet	2026	2027	2028	2029
Électricité	757.903 €	3.757.980 €	285.829 €	0 €
CNC_autres	757.903 €	3.757.980 €	285.829 €	0 €
Gaz	210.168 €	1.042.096 €	79.261 €	0 €
CNC_autres	210.168 €	1.042.096 €	79.261 €	0 €

5.2.1.3. Montants – Carve-out SIRH

Les coûts relatifs au projet de carve-out SIRH sont répercutés sur les activités électricité et gaz. Les montants sollicités sont les suivants :

Tableau 3 : Révision des RA électricité et gaz – Carve-out RH

Sortie Engie Projet RH	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Électricité	1.025.162 €	1.331.642 €	1.086.419 €	1.028.134 €	4.471.358 €
Coût du projet	951.237 €	1.178.742 €	626.122 €	410.611 €	3.166.711 €
Coût récurrents IT	0 €	0 €	659.351 €	822.056 €	1.481.407 €
Coût récurrents RH	73.925 €	152.900 €	392.408 €	397.575 €	1.016.809 €
Couts Engie IT (coûts évités)	0 €	0 €	-591.461 €	-602.108 €	-1.193.569 €
Gaz	284.280 €	369.268 €	301.267 €	285.104 €	1.239.918 €
Coût du projet	263.780 €	326.868 €	173.625 €	113.863 €	878.136 €
Coût récurrents IT	0 €		182.839 €	227.958 €	410.797 €
Coût récurrents RH	20.500 €	42.400 €	108.816 €	110.249 €	281.964 €
Couts Engie IT (coûts évités)	0 €	0 €	-164.014 €	-166.966 €	-330.980 €

Ces montants impactent les différentes catégories de coûts qui composent les revenus autorisés électricité et gaz de la manière suivante :

Tableau 4: Révision des RA électricité et gaz – Carve-out RH – Impact par catégorie de coûts

Sortie Engie Projet	2026	2027	2028	2029
Électricité	1.025.162 €	1.331.642 €	1.086.419 €	1.028.134 €
CNC_autres	936.461 €	1.056.214 €	696.605 €	617.523 €
CNI	88.701 €	275.428 €	389.814 €	410.611 €
Gaz	284.280 €	369.268 €	301.267 €	285.104 €
CNC_autres	259.683 €	292.891 €	193.170 €	171.241 €
CNI	24.597 €	76.377 €	108.096 €	113.863 €

5.2.1.4. Modalités de contrôle ex post

Lors des contrôles des rapports annuels ex post d'ORES qui porteront respectivement sur les années 2026 à 2029, la CWaPE demandera à ORES de lui renseigner annuellement notamment les éléments suivants :

- l'état d'avancement des principales phases et jalons de la feuille de route approuvée y compris les livrables réalisés sur la période ;
- les écarts constatés par rapport au planning, au périmètre ou aux hypothèses initiales, ainsi que leur justification ;
- les risques identifiés et les mesures correctrices mises en œuvre.

Sur la base de ces éléments et de tout autre que la CWaPE estimerait opportun de demander à ORES, la CWaPE vérifiera si les coûts effectivement exposés par ORES et rapportés dans le cadre de l'utilisation du budget complémentaire octroyé pour le *carve-out* Infrastructure et le *carve-out* SIRH, sont bien en lien avec les besoins pour lesquels le budget a été octroyé et répondent aux critères de raisonabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire (en ce compris tels qu'explicités à la section 5.4 de la présente décision).

5.2.2. Cybersécurité et *Business Continuity* + Sécurité physique des bâtiments

5.2.2.1. Description

La demande d'ORES repose sur le constat que le contexte de référence utilisé pour fixer le revenu autorisé 2025-2029 (données réelles 2019-2022) a profondément changé, et ce de manière durable et indépendamment de la volonté d'ORES, en raison de l'intensification des cybermenaces, l'apparition des exigences réglementaires européennes NIS2 et CER, la dépendance accrue aux systèmes informatiques et les exigences de continuité d'activité. ORES considère que ces circonstances imposent des moyens supplémentaires qui n'étaient pas prévus dans le cadre tarifaire initial. Le montant total demandé au titre de cette thématique s'élève à 29,5 M€ d'OPEX sur la période 2026-2029, auxquels s'ajoutent 0,6 M€ d'OPEX et 0,2 M€ de CAPEX pour la sécurité physique des bâtiments.

L'ensemble des montants relatifs à la Cybersécurité, *Business Continuity* et à la sécurité physique des bâtiments sont répartis à hauteur de 78 % pour l'électricité et 22 % pour le gaz. Cette répartition correspond à la clé utilisée pour ventiler les Frais Généraux et est fondée à parts égales sur le nombre d'EAN et sur les kilomètres de réseau.

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[illegible]

Tableau 7 : Révision des RA électricité et gaz – Cybersécurité et Business Continuity – Impact catégories de coûts

Tableau 8 : Révision des RA électricité et gaz – Sécurité physique des bâtiments – Impact catégories de coûts

5.2.2.3. Modalités de contrôle *ex post*

Lors des contrôles des rapports annuels *ex post* d'ORES qui porteront respectivement sur les années 2026 à 2029, la CWaPE demandera notamment à ORES de lui renseigner annuellement les éléments suivants :

[illegible]

- Sur la base de ces éléments et de tout autre que la CWaPE estimerait opportun de demander à ORES, la CWaPE vérifiera si les coûts effectivement exposés par ORES et rapportés dans le cadre de l'utilisation du budget complémentaire octroyé pour la cybersécurité, la *Business Continuity* et le renforcement de la sécurité physique des bâtiments, sont bien en lien avec le projet pour lequel le

budget a été octroyé et répondent aux critères de raisonabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire (en ce compris tels qu'explicités à la section 5.4 de la présente décision).

5.2.3. Impact du décret Juge de Paix sur les activités de fourniture d'ORES

5.2.3.1. Description

ORES sollicite une révision de ses revenus autorisés afin de couvrir les surcoûts structurels induits par le décret « Juge de paix », entré en vigueur en 2023, et dont l'impact se fait sentir avec un effet retard dans les années suivantes. La demande porte principalement sur trois postes de dépenses ayant augmenté indépendamment de la volonté d'ORES, à la suite de l'entrée en vigueur du décret « Juge de paix » : l'augmentation durable de la charge des impayés du fournisseur social (14,2 M€ sur 2026-2029), les frais de justice liés aux recours systématiques devant la justice de paix (2,4 M€) et les coûts additionnels d'envois postaux imposés par la nouvelle procédure (0,6 M€). Au total, ORES demande un budget complémentaire d'environ 17,2 M€ sur la période 2026-2029, estimant que ces coûts résultent directement de l'évolution du cadre réglementaire et non de choix de gestion internes.

La CWaPE a analysé en détail la méthode d'évaluation de ces montants par ORES et a formulé des demandes d'adaptation des clés utilisées pour répartir les montants entre les deux fluides. Les règles de ventilation retenues sont les suivantes :

- Impact de l'impayé de la fourniture aux clients sociaux : répartition des budgets prévisionnels des années 2026 à 2029 sur la base de la répartition réelle de la charge de l'impayé de la clientèle sociale constatée pour l'année 2025, à savoir 66 % pour l'électricité et 34 % pour le gaz ;
- Frais postaux : répartition à hauteur de 78 % pour l'électricité et 22 % pour le gaz. Cette répartition correspond à la clé utilisée pour ventiler les Frais Généraux et est fondée à parts égales sur le nombre d'EAN et sur les kilomètres de réseau.
- Frais de justice : répartition à hauteur de 78 % pour l'électricité et 22 % pour le gaz. Cette répartition correspond à la clé utilisée pour ventiler les Frais Généraux et est fondée à parts égales sur le nombre d'EAN et sur les kilomètres de réseau.

5.2.3.2. Montants

Le montant global, pour les 3 types de coûts et les 4 années, est de 11.694.300€ pour l'électricité et de 5.465.700€ pour le gaz. Ces montants sont détaillés comme suit :

Tableau 9 : Révision des RA électricité et gaz – Décret juge de paix

Décret Juge de Paix	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Electricité	2.923.575	2.923.575	2.923.575	2.923.575	11.694.300
Impact de l'impayé FS - RDV	2.336.400	2.336.400	2.336.400	2.336.400	9.345.600
Frais postaux	117.435	117.435	117.435	117.435	469.740
Frais de justice	469.740	469.740	469.740	469.740	1.878.960
Gaz	1.366.425	1.366.425	1.366.425	1.366.425	5.465.700
Impact de l'impayé FS - RDV	1.203.600	1.203.600	1.203.600	1.203.600	4.814.400
Frais postaux	32.565	32.565	32.565	32.565	130.260
Frais de justice	130.260	130.260	130.260	130.260	521.040

Ces montants sont inclus dans les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (CNC_OSP).

5.2.3.3. Modalités de contrôle *ex post*

Lors des contrôles des rapports annuels *ex post* d'ORES qui porteront respectivement sur les années 2026 à 2029, la CWaPE demandera à ORES de lui renseigner spécifiquement notamment les éléments suivants, distinctement pour l'électricité et le gaz :

- Charge des impayés de la clientèle sociale : la charge réelle de l'impayé relatif à la clientèle sociale, en distinguant les montants passés en réduction de valeur (également les reprises) et en irrécouvrables. ORES communiquera également la procédure (délais) utilisée pour la comptabilisation de ces montants ainsi que le montant des ventes de créances à des sociétés de recouvrement. Ces montants sont rapportés distinctement pour l'électricité et pour le gaz.

Chaque année lors du contrôle *ex post*, si

- $\text{Impayé}_{\text{réel } N} \geq \text{Impayé}_{\text{budgété } N}$ le montant octroyé pour l'année N afin de couvrir la charge des impayés de la clientèle sociale, repris dans le tableau ci-dessus, peut être conservé par ORES ;
- $\text{Impayé}_{\text{réel } N} < \text{Impayé}_{\text{budgété } N}$ l'écart entre $\text{Impayé}_{\text{budgété } N}$ et $\text{Impayé}_{\text{réel } N}$ constitue une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des utilisateurs du réseau.

Pour chaque année,

$\text{Impayé}_{\text{réel } N}$ correspond au montant réel de la charge de l'impayé de l'année correspondante ;

$\text{Impayé}_{\text{budgété } N}$ correspond à la somme du montant de référence et du montant supplémentaire octroyé dans la présente décision. Le montant de référence correspond à la moyenne des coûts réels des années 2020 à 2023, à savoir 2,21 M€ pour l'électricité et 0,79 M€ pour le gaz.

- Frais postaux : la charge réelle des frais postaux relatifs à l'envoi des mises en demeure par courrier recommandé ainsi que les frais des courriers ordinaires de défaut de paiement, transmis à la clientèle sociale. Ces montants sont rapportés distinctement pour l'électricité et pour le gaz.

•

Chaque année lors du contrôle *ex post*, si

- $\text{Frais postaux}_{\text{réel } N} \geq \text{Frais postaux}_{\text{budgété } N}$ le montant octroyé pour l'année N afin de couvrir la charge des frais postaux pour la clientèle sociale, repris dans le tableau ci-dessus, peut être conservé par ORES ;
- $\text{Frais postaux}_{\text{réel } N} < \text{Frais postaux}_{\text{budgété } N}$ l'écart entre $\text{Frais postaux}_{\text{budgété } N}$ et $\text{Frais postaux}_{\text{réel } N}$ constitue une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des utilisateurs du réseau.

Pour chaque année,

$\text{Frais postaux}_{\text{réel } N}$ correspond aux frais postaux réels de l'année N ;

$\text{Frais postaux}_{\text{budgété } N}$ correspond au montant octroyé dans la présente décision, à savoir 150.000€ pour chaque année, répartis à 78 % pour l'électricité, donc 117.000€, et 22 % pour le gaz, donc 33.000€.

- **Frais de justice** : le nombre de dossiers introduits à la justice de paix ainsi que la charge réelle des frais de justice, qui comprend les honoraires de défense, les frais de suivi administratif et judiciaire, les frais de signification et les frais d'exécution du jugement, pour la clientèle sociale. Ces montants sont rapportés distinctement pour l'électricité et pour le gaz.

Chaque année lors du contrôle *ex post*, si

- $\text{Frais justice}_{\text{réel } N} \geq \text{Frais justice}_{\text{budgété } N}$ le montant octroyé pour l'année N afin de couvrir la charge des frais de justice pour la clientèle sociale, repris dans le tableau ci-dessus, peut être conservé par ORES ;
- $\text{Frais justice}_{\text{réel } N} < \text{Frais justice}_{\text{budgété } N}$ l'écart entre $\text{Frais justice}_{\text{budgété } N}$ et $\text{Frais justice}_{\text{réel } N}$ constitue une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des utilisateurs du réseau.

Pour chaque année,

$\text{Frais justice}_{\text{réel } N}$ correspond au montant réel des frais de justice liés à la clientèle sociale pour l'année correspondante ;

$\text{Frais justice}_{\text{budgété } N}$ correspond au montant octroyé dans la présente décision, à savoir 600.000€ pour chaque année, répartis à 78 % pour l'électricité, donc 468.000€, et 22 % pour le gaz, donc 132.000€.

Sur la base de ces éléments et de tout autre que la CWaPE estimerait opportun de demander à ORES, la CWaPE vérifiera si les coûts effectivement exposés par ORES et rapportés dans le cadre de l'utilisation du budget complémentaire octroyé pour l'impact du décret Juge de Paix, sont bien en lien avec l'objet pour lequel le budget a été octroyé et répondent aux critères de raisonnabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire (en ce compris tels qu'explicités à la section 5.4 de la présente décision).

5.2.4. Intensification des activités marchés

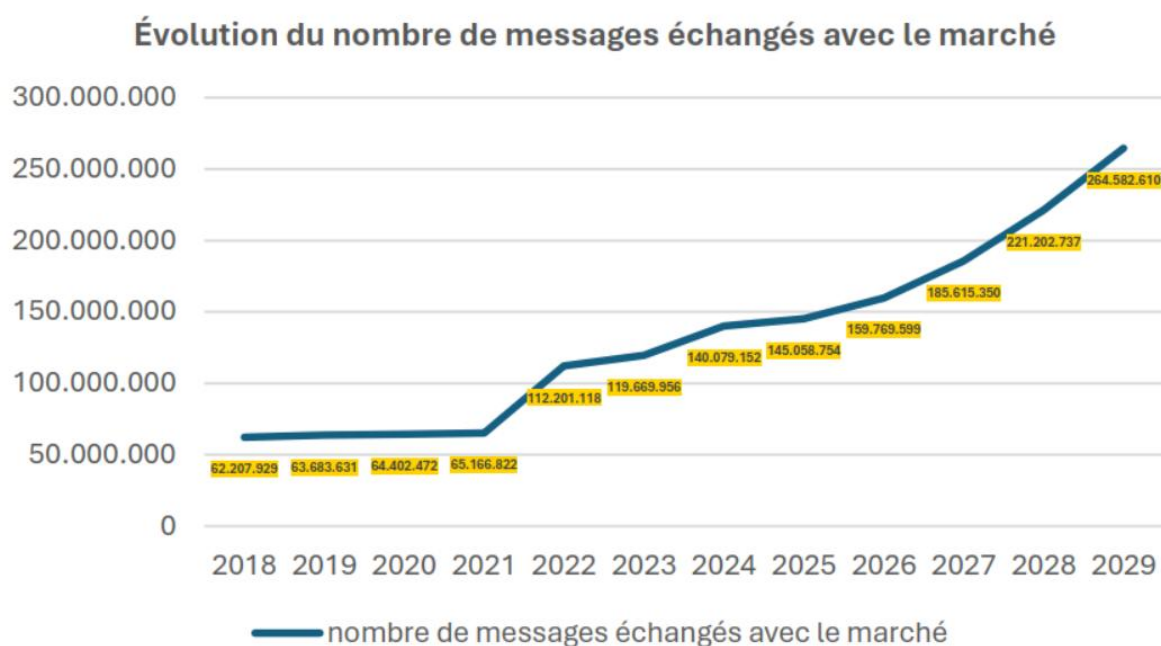
5.2.4.1. Description

ORES sollicite une révision du revenu autorisé afin de couvrir une partie des surcoûts induits par l'intensification structurelle des activités de marché. Selon ORES, cette évolution résulte principalement de l'augmentation importante des volumes de données et de messages échangés avec le marché et de la multiplication des nouveaux services et mécanismes liés à la transition énergétique.

ORES estime que ces transformations indépendantes de sa volonté modifient durablement à la fois le volume et la nature des tâches associées à son rôle de facilitateur de marché et nécessitent une adaptation significative de ses processus, de ses outils informatiques et de ses ressources humaines afin de répondre aux exigences réglementaires et aux attentes des acteurs du marché.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du nombre de messages entrants et sortants traités par ORES sur la période 2021-2024. ORES associe cette progression au déploiement du MIG6, à l'apparition de nouveaux types de messages et à une diversification des données échangées.

Figure 1 : Volumétrie des messages et données marché. Source : demande initiale ORES du 30 avril 2026, p.3.



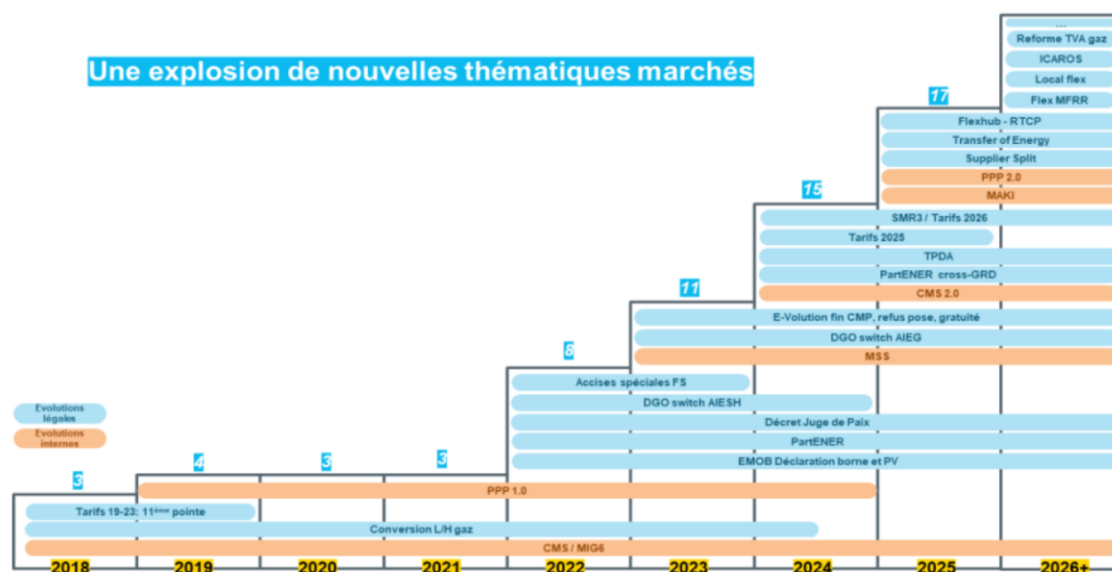
La multiplication des nouveaux services et de mécanismes liés à la transition énergétique issus principalement des évolutions du cadre légal, impacteraient également les processus marchés conduisant à une augmentation du nombre de services devant être supportés par le GRD. La demande de révision porte exclusivement sur les surcoûts qu'ORES estime ne plus pouvoir absorber au sein de son revenu autorisé actuel, notamment ceux associés au renforcement ciblé des équipes opérationnelles et d'expertise marché, à la mise en œuvre et à l'exploitation des nouveaux tarifs, au développement des mécanismes de flexibilité explicite, à la mise en place du *Supply Split* ainsi qu'aux adaptations nécessaires aux évolutions opérationnelles du partage d'énergie.

À l'inverse, ORES indique qu'une part importante des coûts liés à cette intensification, notamment certains renforcements déjà réalisés, est prise en charge par le GRD dans une logique d'efficience

interne. Selon ORES, le montant des coûts ainsi absorbés par des gains d'efficacité interne s'élève à environ 63 M€.

Le graphique ci-dessous présente l'augmentation du nombre des services marchés distinguant les évolutions internes des évolutions liées au cadre légal.

Figure 2 : Évolution du nombre de services marchés. Source : demande initiale ORES du 30 avril 2026, p. 6.



ORES justifie sa demande par la nécessité de maintenir des opérations de marché performantes, d'adapter ses outils et systèmes aux évolutions du marché et de déployer les nouveaux services de marché tels que la flexibilité, le *Supply split*, le partage d'énergie et la nouvelle structure tarifaire pour la basse tension.

Entre le dépôt du dossier initial le 30 avril et la présente décision, plusieurs échanges ont eu lieu entre la CWaPE et ORES afin de clarifier certains aspects de la demande, d'obtenir des informations complémentaires et d'approfondir l'analyse des éléments soumis. Ces échanges ont conduit à plusieurs adaptations du dossier et ont permis d'apporter des réponses satisfaisantes à une grande partie des questions soulevées par la CWaPE. L'examen du dossier a ainsi pu être affiné, en particulier concernant les ressources sollicitées pour accompagner les évolutions du marché et les nouvelles obligations pesant sur le gestionnaire de réseau.

La demande d'ORES comprend notamment le financement d'un nombre important de ressources supplémentaires internes et externes. Il ressort de l'analyse réalisée qu'une partie significative des profils demandés est justifiée par l'apparition de nouveaux services de marché et par les évolutions réglementaires récentes. Ces ressources additionnelles constituent, selon ORES, les moyens nécessaires à la mise en œuvre et à l'exploitation de ces services. La plus-value pour les utilisateurs du réseau ne résulte dès lors pas directement de la mobilisation de ces ressources, mais plutôt des services qu'elles permettent de développer et d'opérer, notamment en matière de qualité de service, de conformité réglementaire et d'évolution du fonctionnement du marché.

Néanmoins, pour certains profils, la délimitation du périmètre d'activités, la démonstration du caractère inévitable et la plus-value pour le consommateur apparaissent moins évidentes. Des informations complémentaires ont dès lors été sollicitées.

S'agissant des ressources externes, si ORES met en avant le caractère complexe et ponctuellement intensif de certaines activités, la CWaPE considère que les éléments fournis ne permettent pas de démontrer de manière suffisante que le recours à la consultance constitue la solution la plus nécessaire, proportionnée et efficiente pour répondre aux besoins identifiés. La CWaPE a dès lors demandé le retrait de ces montants. ORES s'est conformée à cette demande ce qui a conduit à une diminution de 2,6 M€ de la demande de révision.

La demande d'ORES comprend également plusieurs budgets liés au développement du partage d'énergie. Ceux-ci visent notamment l'automatisation des procédures, l'adaptation des outils permettant les échanges de données via Atrias, ainsi que la prise en charge de la quote-part d'ORES relative aux adaptations des systèmes informatiques de la CMS. Un budget complémentaire est également sollicité afin d'anticiper les évolutions qui pourraient découler de la réforme visant à simplifier les mécanismes de partage d'énergie.

À cet égard, la CWaPE relève que, si le partage d'énergie constitue bien une activité régulée, son niveau actuel de déploiement demeure limité. Le faible nombre de bénéficiaires observé à ce jour, combiné à un coût unitaire élevé et aux incertitudes entourant encore l'évolution du cadre réglementaire et opérationnel, conduit la CWaPE à s'interroger sur le caractère prématuré d'une partie des investissements demandés.

La CWaPE ne remet toutefois pas en cause, sur le principe, l'utilité potentielle de ces développements à moyen et long terme. Elle estime néanmoins que les éléments actuellement disponibles ne permettent pas de démontrer avec un degré suffisant de certitude l'ampleur des besoins futurs ni le calendrier de leur matérialisation. Dès lors, une approche spécifique apparaît justifiée afin de préserver l'équilibre entre l'accompagnement des évolutions du marché et la maîtrise des coûts supportés par les utilisateurs du réseau.

5.2.4.2. Montants

Le montant global des coûts détaillés ci-dessus, pour les 4 années 2026 à 2029, est de 15.567.661€ pour l'électricité et de 286.769€ pour le gaz. Ces montants sont détaillés comme suit :

Tableau 10: Révision des RA électricité et gaz - Activités marchés

Intensification des activités marchés	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Électricité	2.617.380 €	3.996.011 €	4.684.369 €	4.269.901 €	15.567.661 €
Renforcement des équipes		528.863 €	1.159.238 €	1.267.200 €	2.955.300 €
Renforcement Data		46.005 €	95.533 €	99.209 €	240.748 €
Product Owners		152.900 €	315.078 €	325.412 €	793.391 €
Coûts additionnels et automatisation Flexibilité Explicite	517.310 €	264.761 €	257.724 €	264.014 €	1.303.808 €
Nouveaux tarifs	1.703.445 €	1.916.736 €	1.944.642 €	1.973.304 €	7.538.126 €
Partage d'énergie	138.832 €	808.342 €	643.635 €	68.900 €	1.659.709 €
Supplier Split	257.794 €	278.405 €	268.519 €	271.861 €	1.076.579 €
Gaz	0 €	55.157 €	113.864 €	117.749 €	286.769 €
Renforcement Data		12.757 €	26.492 €	27.511 €	66.760 €
Product Owners		42.400 €	87.372 €	90.238 €	220.009 €

Ces montants impactent les différentes catégories de coûts qui composent les revenus autorisés électricité et gaz de la manière suivante :

Tableau 11: Révision des RA électricité et gaz par catégorie de coûts - Activités marchés

Intensification des activités marchés	2026	2027	2028	2029
Électricité	2.617.380 €	3.996.011 €	4.684.369 €	4.269.901 €
CNC_autres	2.247.607 €	3.428.399 €	4.044.286 €	3.611.920 €
CNI	369.773 €	567.612 €	640.083 €	657.980 €
Gaz	0 €	55.157 €	113.864 €	117.749 €
CNC_autres	0 €	55.157 €	113.864 €	117.749 €

5.2.4.3. Modalités de contrôle ex post

5.2.4.3.1. Process Owner Transverse

Compte tenu du caractère transversal et partiellement qualitatif de la fonction de Product Owner transverse, le maintien du coût associé à cette fonction fera l'objet d'un contrôle *ex post* spécifique à partir de 2027. Le GRD devra démontrer la valeur effectivement créée au moyen d'indicateurs (KPI) objectivables portant notamment sur l'évolution du nombre d'incidents imputables à des problématiques transverses, le taux de régression constaté après mise en production, les délais moyens de résolution des incidents transverses et le respect des engagements pris vis-à-vis du régulateur.

À cette fin, ORES transmettra annuellement un reporting relatif aux incidents transverses affectant les processus de marché (KPI). Ce reporting comprendra notamment :

- le nombre d'incidents transverses par catégorie de criticité :
 - Incident mineur : Dysfonctionnement sans impact significatif sur les acteurs de marché ou les clients, résolu par les procédures habituelles.
 - Incident : Dysfonctionnement impactant un processus de marché et nécessitant une coordination transverse entre plusieurs équipes ou systèmes, avec des conséquences notables sur les délais de traitement, la qualité des données, les opérations de marché ou le niveau de service rendu aux acteurs concernés.
 - Incident majeur : Dysfonctionnement ayant un impact significatif sur les échanges de marché, les obligations réglementaires ou un nombre important d'utilisateurs et nécessitant une gestion prioritaire.
- les causes identifiées ;
- le délai moyen de résolution par catégorie ;
- le nombre d'incidents ayant nécessité une coordination entre plusieurs équipes ou plusieurs applications ;
- les actions correctrices structurelles mises en œuvre ;

- l'évolution de ces indicateurs par rapport à l'année précédente.

Sur la base de ces éléments et de tout autre que la CWaPE estimerait opportun de demander à ORES, la CWaPE vérifiera si les coûts effectivement exposés par ORES et rapportés dans le cadre de l'utilisation du budget complémentaire octroyé pour le Process Owner Transverse, sont bien en lien avec les besoins pour lesquels le budget a été octroyé et répondent aux critères de raisonnabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire (en ce compris tels qu'explicités à la section 5.4 de la présente décision).

5.2.4.3.2. Partage d'énergie

L'acceptation des budgets visant l'automatisation des procédures, l'adaptation des outils permettant les échanges de données via Atrias, ainsi que la prise en charge de la quote-part d'ORES relative aux adaptations des systèmes informatiques de la CMS sera subordonnée à l'adoption et à l'entrée en vigueur effectives de la réforme décréte visant à faire évoluer et simplifier le cadre applicable au partage d'énergie.

En cas d'adoption de cette réforme, ORES transmettra à la CWaPE, préalablement à l'engagement des dépenses concernées une feuille de route détaillée des développements envisagés ainsi qu'une actualisation des coûts estimés. Cette documentation devra permettre de justifier la nature des développements à réaliser, leur calendrier de mise en œuvre et leur adéquation avec les évolutions réglementaires effectivement adoptées.

Dans l'hypothèse où les coûts effectivement encourus s'avèreraient inférieurs aux montants approuvés dans le cadre de la présente décision, les montants non utilisés ou non justifiés ne pourront pas être réalloués et seront restitués conformément aux modalités du contrôle *ex post*. À l'inverse, si les coûts réels dépassent les budgets approuvés, aucun ajustement à la hausse du revenu autorisé ne pourra être sollicité sur cette base, le risque de dépassement étant supporté par ORES.

En l'absence d'adoption et d'entrée en vigueur de la réforme précitée, l'intégralité des montants octroyés au titre des évolutions du partage d'énergie sera considérée comme non justifiée et devra être restituée dans le cadre du contrôle *ex post*. La CWaPE considère en effet que le faible niveau actuel de déploiement du partage d'énergie, combiné à un coût unitaire déjà élevé par bénéficiaire, ne permet pas de justifier les investissements demandés dans un contexte où les évolutions futures du cadre applicable au partage d'énergie demeurent incertaines. En l'absence de visibilité suffisante sur l'orientation et l'ampleur des adaptations réglementaires qui seront effectivement mises en œuvre, la réalisation anticipée de ces développements ne répondrait pas à une logique de proportionnalité ni d'utilisation efficiente des ressources supportées par les utilisateurs du réseau.

5.2.4.3.3. Mise en œuvre des nouveaux services de marché

Les budgets complémentaires sollicités au titre de l'intensification des activités marché reposent notamment sur l'augmentation des volumes et de la complexité des échanges, la coexistence des compteurs électromécaniques et communicants, le développement de nouveaux services de marché ainsi que sur la nécessité d'améliorer la robustesse des processus et les délais de traitement. ORES indique que ces évolutions nécessitent le renforcement de ses capacités opérationnelles, de ses processus de suivi et de ses outils informatiques.

La CWaPE estime que les moyens sollicités doivent se traduire par une amélioration effective et mesurable de la qualité des opérations de marché et du service rendu aux utilisateurs et aux acteurs de marché. Le contrôle *ex post* doit également permettre d'apprécier les résultats obtenus, notamment en matière de disponibilité des nouveaux services, de respect des délais, de maîtrise des dossiers en attente, de qualité des données et de résolution des dysfonctionnements.

À cette fin, la CWaPE demandera dès lors à ORES un reporting renseignant les indicateurs (KPI) suivants :

- le nombre de demandes et le nombre d'activations effectives du régime de comptage R3 ; le nombre de demandes et le nombre d'activations effectives du tarif Impact ;
- les délais de traitement relatifs à l'activation du régime de comptage R3, du Tarif Impact et du régime bihoraire, ainsi que le nombre moyen d'interactions nécessaires entre le client et ORES pour aboutir à l'activation effective du service demandé ;
- l'état d'avancement des développements relatifs au *Supply Split* ainsi que les éventuels écarts par rapport à la feuille de route et leurs causes
- la disponibilité du tarif Impact pour les clients restant en régime de comptage R1
- la qualité des données : le nombre de demande de rectifications de données de comptage quart-horaires reçues, ventilées par type de demandeur (client, fournisseur, ...) ainsi que leur délai de traitement et de résolution
- le nombre de demandes de rectification introduites par les fournisseurs ou d'autres acteurs de marché et leur délai de traitement
- l'évolution du nombre de demandes pour le partage d'énergie : nombre de demandes introduites, clôturées et abandonnées

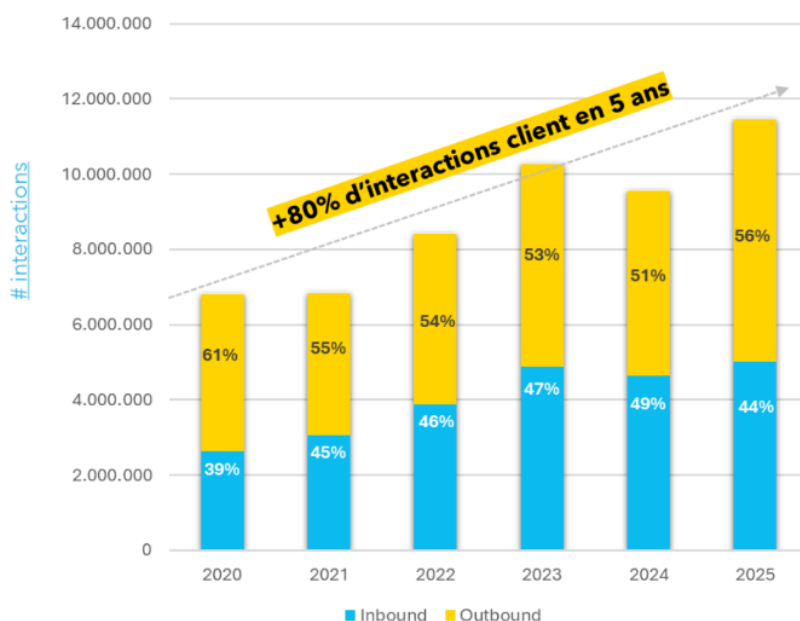
Sur la base de ces éléments et de tout autre que la CWaPE estimerait opportun de demander à ORES, la CWaPE vérifiera si les coûts effectivement exposés par ORES et rapportés dans le cadre de l'utilisation du budget complémentaire octroyé pour la mise en œuvre des nouveaux services de marché, sont bien en lien avec les besoins pour lesquels le budget a été octroyé et répondent aux critères de raisonabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire (en ce compris tels qu'explicités à la section 5.4 de la présente décision).

5.2.5. Volumétrie et Complexité des Interactions Clients

5.2.5.1. Description

ORES sollicite une révision du revenu autorisé de 6 M€ sur la période 2026-2029, composée de 0,6 M€ de CNI et 5,4 M€ d'OPEX. ORES justifie cette demande par différentes circonstances indépendantes de sa volonté, à savoir l'augmentation importante des volumes d'interactions avec la clientèle, la complexification des demandes liées à la transition énergétique et la transformation du métier de GRD vers un rôle plus actif dans l'accompagnement des clients.

Figure 3 : Évolution du nombre d'interactions. Source : demande initiale ORES du 30 avril 2026, p.3 de la note « Volumétrie et complexité des interactions clients »



Selon ORES, les moyens prévus dans le revenu autorisé initial ne permettraient plus d'absorber :

- la croissance des demandes liées aux panneaux photovoltaïques, batteries et bornes de recharge ;
- les nouvelles contraintes de puissance et de flexibilité ;
- les nouvelles attentes en matière de parcours digitaux ;
- la multiplication des interactions multicanaux ;
- l'augmentation du nombre de données et d'informations à communiquer aux clients.

5.2.5.1.1. Renforcement de l'expérience client

ORES indique que les outils et le mode d'organisation historiques ont été conçus dans un contexte où le GRD intervenait essentiellement comme gestionnaire technique de réseau. L'évolution du système énergétique entraîne désormais davantage de contacts entrants ainsi qu'une plus grande diversité des demandes. Il est souvent nécessaire d'accompagner les clients dans leurs démarches numériques. Les utilisateurs du réseau ont par ailleurs des besoins croissants d'informations concernant leur consommation, leur production et leurs raccordements.

La demande initiale d'ORES portait sur le renforcement de plusieurs équipes ayant pour rôle l'amélioration des relations avec les clients, en distinguant les ressources selon qu'elles sont dédiées aux clients B2C ou B2B. La demande initiale portait sur le financement de 5 ETP. Dans le cadre de l'examen de la demande initiale, la CWaPE a invité ORES à rationaliser sa demande de ressources supplémentaires. Dans sa demande révisée, ORES a retenu un seul ETP qui contribue à la fois aux

enjeux CRM B2B et aux enjeux de digitalisation B2C, et dont l'objectif est de concevoir des parcours client compréhensibles, efficaces et adaptés, afin de réduire les « irritants » pour les clients, de limiter les contacts évitables et d'améliorer la fluidité entre canaux.

Cette ressource représente un budget de 506.700€ sur la période 2026-2029 et est répartie entre les deux fluides à hauteur de 78 % pour l'électricité et 22 % pour le gaz au moyen de la clé de répartition des frais généraux. Ces coûts sont des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC_autres).

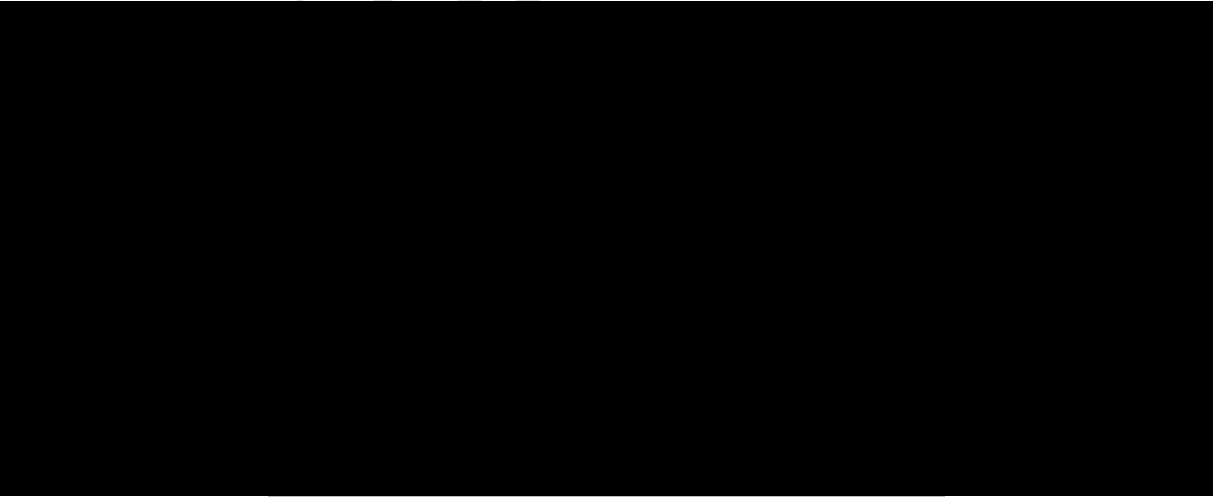
Tableau 12 : Révision des RA électricité et gaz par catégorie de coûts – Segmentation et expérience client

Responsable « segmentation et expérience clients »	2026	2027	2028	2029
Electricité	0	76.450	157.539	162.706
CNC_autres	0	76.450	157.539	162.706
Gaz	0	21.200	43.686	45.119
CNC_autres	0	21.200	43.686	45.119

5.2.5.1.2. Augmentation des coûts du centre de contacts (Connexio)

ORES estime que l'augmentation du volume de contacts génère une hausse structurelle des coûts de son centre de contacts, Connexio. Bien qu'ORES affirme qu'une partie des coûts liés à cette croissance est résorbée grâce à des gains d'efficacité, les coûts de Connexio affichent néanmoins une hausse importante depuis 2019. La digitalisation des interactions ne suffit pas à contenir le volume d'appel, raison pour laquelle ORES sollicite un budget complémentaire. Le budget demandé vise donc à couvrir l'augmentation résiduelle des appels, après les efforts d'efficacité et de digitalisation.

Figure 4 : - Évolution du nombre d'interactions COMNEXIO. Source : demande initiale ORES du 30 avril 2026, p.20 de la note « Volumétrie et complexité des interactions clients »



Pour la période 2026-2029, cela représente un volume de 224.746 interactions supplémentaires traitées sur le période, déduction faite des interactions imputables à ORES (facteur internes ou organisationnels).

Tableau 13: projection du nombre d'interactions supplémentaires entre 2026 et 2029

[REDACTED], avec une trajectoire décroissante, et une répartition entre les deux fluides à hauteur de 78% pour l'électricité et 22% pour le gaz au moyen de la clé de répartition des frais généraux. Ces coûts sont des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC_autres).

Tableau 14 : Révision des RA électricité et gaz par catégorie de coûts - Connexio

Connexio: Augmentation de la volumétrie	2026	2027	2028	2029
Electricité	709.777	532.569	327.913	213.483
CNC_autres	709.777	532.569	327.913	213.483
Gaz	196.823	147.682	90.931	59.199
CNC_autres	196.823	147.682	90.931	59.199

5.2.5.1.3.Projet CRM

Le CRM mis en place au sein d'ORES est un programme structurant destiné à remplacer un ensemble d'outils historiques jugés insuffisamment intégrés et qui permettra une gestion unifiée de la relation client. ORES considère qu'un tel outil est devenu indispensable afin de répondre aux nouveaux besoins liés à la transition énergétique, à l'évolution des attentes des utilisateurs et à la multiplication des parcours clients multicanaux.

Selon ORES, ce projet doit notamment permettre de créer une vue unifiée du client, de centraliser les données de contact et l'historique des interactions avec le client, d'automatiser certaines interactions et d'améliorer l'expérience utilisateur. Le CRM permettra également une meilleure gestion des demandes liées à la puissance, à la flexibilité ou aux compteurs communicants.

Afin de mettre en œuvre ce CRM, ORES souhaite mettre en place un référentiel unique des données clients permettant de centraliser et fiabiliser les informations aujourd'hui réparties entre plusieurs outils. Ce référentiel constitue un prérequis à la mise en œuvre du CRM.

La demande couvre également :

- la mise en place d'une équipe CRM : un Product Owner CRM qui assure le pilotage fonctionnel du CRM et la définition de sa trajectoire d'évolution, ainsi qu'un Proxy Product Owner CRM qui assure la coordination opérationnelle du projet, la traduction des besoins métiers et le suivi de la mise en œuvre des évolutions de l'outil ;
- les ressources externes de mise en œuvre du CRM : il s'agit des prestations d'experts et de consultants mobilisés pour la conception, le paramétrage, l'intégration et le déploiement de la solution CRM. Ces ressources apportent les compétences spécialisées nécessaires à la mise en œuvre du projet et complètent les expertises internes d'ORES ;
- les ressources externes forfaitaires : cette catégorie couvre les prestations confiées à des

intégrateurs ou prestataires dans le cadre de contrats forfaitaires portant sur la réalisation de certains développements, configurations ou livrables spécifiques du programme CRM. Elle vise principalement les activités directement liées à la construction et à la mise en service de la solution ;

- les licences : ce poste correspond à l'acquisition des licences nécessaires à l'utilisation de la solution CRM et de ses modules associés ;
- les serveurs et services IT : ce montant couvre les moyens techniques nécessaires à l'hébergement, à l'exploitation et au support de la solution, notamment les serveurs, capacités de stockage, services de communication, environnements techniques et interfaces nécessaires à l'intégration du CRM avec les systèmes existants d'ORES ;
- la maintenance et l'évolution continue : cette enveloppe vise non seulement à assurer le maintien en conditions opérationnelles de la plateforme CRM mais également à permettre son adaptation progressive aux évolutions futures du métier.

La CWaPE a procédé à un examen approfondi de la demande budgétaire d'ORES concernant la mise en œuvre d'un CRM. La CWaPE a notamment formulé des réserves quant à la justification de la nécessité de cet outil par des circonstances exceptionnelles, l'absence d'un Business case propre à ORES tenant compte des réductions de coût potentielles, le risque de redondance entre les différents profils de fonction prévus par ORES, également au travers des autres thématiques et particulièrement de l'« intensification des interactions marché », ainsi que sur la répartition des coûts entre les deux fluides.

Les échanges entre ORES et le régulateur ont conduit à une clarification des montants relatifs au projet. ORES indique que, bien que le CRM soit une plateforme centrale destinée à structurer et tracer l'ensemble des interactions entre ORES et ses clients, la demande de révision des revenus autorisés est uniquement ciblée sur le volet lié à la gestion des demandes d'accès à la puissance des clients professionnels dans un contexte de saturation croissante des postes ELIA et de développement des raccordements flexibles. Selon ORES, la gestion des demandes de raccordement évolue d'un modèle relativement standardisé vers la gestion de trajectoires complexes de puissance pouvant s'étendre sur plusieurs années, mobiliser de nombreux acteurs internes et externes et nécessiter des suivis récurrents.

Le CRM est dès lors présenté comme un outil indispensable au respect des nouvelles obligations opérationnelles et réglementaires liées notamment à la flexibilité commerciale et aux raccordements flexibles. ORES précise que la demande de révision porte désormais uniquement sur la première phase du projet, centrée sur les enjeux « Puissance B2B ».

ORES a restructuré le projet autour de plusieurs blocs fonctionnels couvrant l'ensemble du cycle de vie des dossiers de puissance :

- captation et qualification des demandes ;
- gestion et orchestration des parcours multi-acteurs ;
- suivi des trajectoires d'accès à la puissance ;
- gestion contractuelle associée aux raccordements flexibles ;
- création d'un référentiel client unique ;
- reporting réglementaire ;

- portail client B2B ;
- intégration avec les systèmes métiers existants.

ORES souligne que ces fonctionnalités doivent permettre de remplacer progressivement plusieurs outils actuels, notamment l'Outil Grands Comptes, la Coupole et RefCli, afin de disposer d'une vision client intégrée et de limiter les doubles traitements.

À la suite des échanges avec la CWaPE, ORES a réalisé un exercice complémentaire de chiffrage « bottom-up ». Cet exercice conduit à une révision à la baisse de la demande dont le budget pour les années 2026-2029 s'élève à 3,3 M€. Ce budget est désormais totalement imputé au revenu autorisé électricité. Ce budget est détaillé comme suit :

Tableau 15: Révision du RA électricité - CRM

CRM (OPEX + CNI)	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Electricité	40.915	1.407.901	857.286	986.065	3.292.167
Renforcement Métier CRM : Proxy Product Owner	0	58.763	122.025	126.720	307.508
Renforcement Métier CRM : Product Owner	0	97.650	201.225	207.825	506.700
Projet CRM - Dimensions Transverses et Contingence	0	12.540	39.900	67.260	119.700
Projet CRM - Licences	0	861.840	0	0	861.840
Projet CRM - Ressources externes	0	303.951	367.118	430.285	1.101.354
Projet CRM - Ressources externes - intégrateurs	40.915	33.822	44.663	55.397	174.797
Projet CRM - Ressources externes forfaitaires	0	14.820	16.900	18.980	50.700
Projet CRM - Serveurs & Services IT	0	0	0	0	0
Projet CRM/MDM - Référentiel Clients Unique	0	24.515	65.455	79.599	169.569

Tableau 16: Révision du RA électricité par catégorie de coûts - CRM

CRM	2026	2027	2028	2029
Electricité	40.915	1.407.901	857.286	986.065
CNC_autres	40.915	1.336.282	641.953	653.816
CNI	0	71.619	215.333	332.250

5.2.5.2. Montants

Tableau 17 : Révision des RA électricité et gaz - Intensification interactions clients

Intensification interactions clients	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Electricité	750.692	2.016.920	1.342.738	1.362.254	5.472.604
Responsable « segmentation et expérience clients »	0	76.450	157.539	162.706	396.695
Connexio: Augmentation de la volumétrie	709.777	532.569	327.913	213.483	1.783.741
CRM	40.915	1.407.901	857.286	986.065	3.292.167
Gaz	196.823	168.882	134.617	104.318	604.640
Responsable « segmentation et expérience clients »	0	21.200	43.686	45.119	110.005
Connexio: Augmentation de la volumétrie	196.823	147.682	90.931	59.199	494.636
CRM	0	0	0	0	0

Tableau 18 : Révision des RA électricité et gaz par catégorie de coûts - Intensification interactions clients

Intensification interactions clients	2026	2027	2028	2029
Electricité	750.692	2.016.920	1.342.738	1.362.254
CNC_autres	750.692	1.945.300	1.127.405	1.030.005
CNI	0	71.619	215.333	332.250
Gaz	196.823	168.882	134.617	104.318
CNC_autres	196.823	168.882	134.617	104.318
CNI	0	0	0	0

5.2.5.3. Modalités de contrôle ex post

Lors des contrôles des rapports annuels *ex post* d'ORES qui porteront respectivement sur les années 2026 à 2029, la CWaPE demandera à ORES de lui renseigner annuellement les éléments suivants :

- La liste des parcours client ayant fait l'objet, au cours de l'année écoulée, d'un exercice d'amélioration confié au responsable « segmentation et expérience client » et, pour chaque parcours, les « irritants » identifiés, les actions correctrices mises en œuvre ainsi que l'amélioration de l'indicateur (KPI) permettant de constater/mesurer cette amélioration (volume de contacts, durée de l'appel, taux de résolution, délai de traitement, taux d'abandon, ...). Chaque année, ORES communiquera à la CWaPE l'indicateur (KPI) pertinent permettant de mesurer globalement le taux de satisfaction de sa clientèle, en reprenant l'évolution de cet indicateur depuis 2019 ;
- Le nombre d'interactions au centre d'appel Connexio, selon les mêmes critères que ceux utilisés pour identifier les interactions supplémentaires pour lesquelles ORES demande un budget complémentaire ;
- Un rapport d'avancement annuel du projet CRM B2B reprenant notamment les livrables réalisés, l'état d'implémentation de chaque EPIC structurant, les retards éventuels par rapport au planning annoncé et leur justification, les modifications de scope apportées et leur justification, les écarts par rapport au budget annoncé et leur justification.

Sur la base de ces éléments et de tout autre que la CWaPE estimerait opportun de demander à ORES, la CWaPE vérifiera si les coûts effectivement exposés par ORES et rapportés dans le cadre de l'utilisation du budget complémentaire octroyé pour l'amélioration de l'expérience client, l'augmentation des interactions du centre d'appel Connexio et la mise en œuvre d'un CRM pour les clients B2B, sont bien en lien avec les besoins pour lesquels les budgets ont été octroyés et répondent aux critères de raisonnabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire (en ce compris tels qu'explicités à la section 5.4 de la présente décision).

5.2.6. Prix unitaires d'investissement

5.2.6.1. Description

5.2.6.1.1. Plans d'adaptation Electricité et d'investissement Gaz

ORES sollicite une révision du revenu autorisé afin de pouvoir mettre en œuvre les plans électricité et gaz introduits à la CWaPE au cours de l'année 2026 (ci-après « plans 2026 »), lesquels portent sur les chiffres réels d'investissement de l'année 2025 ainsi que sur les prévisions d'investissement des années 2026 à 2031. ORES justifie ce besoin de moyens supplémentaires par l'augmentation selon elle exceptionnelle des coûts unitaires d'investissement.

ORES explique que les prix réels des investissements réseaux ont évolué ces dernières années beaucoup plus vite que l'indice santé retenu dans la méthodologie tarifaire. ORES estime ainsi qu'en 2025 un écart cumulé de 24,7 % s'est constitué entre l'évolution réelle des coûts des travaux et l'indexation tarifaire.

Cette hausse est attribuée à deux facteurs exogènes majeurs :

- L'augmentation des coûts des matériaux et équipements (cuivre, aluminium, câbles, transformateurs, équipements MT), renforcée par les besoins de la transition énergétique (+35,5 % au total, inflation + évolutions technologiques).
- L'augmentation des coûts des entrepreneurs (pénurie de main-d'œuvre, exigences réglementaires, contraintes de chantier, hausse des prix des marchés publics), avec une inflation cumulée estimée à 87,4 % depuis 2019.

ORES estime que cette augmentation des coûts unitaires d'investissement implique, à quantité inchangée par rapport aux plans électricité et gaz déposés à la CWaPE durant l'année 2024 (ci-après « plans 2024 »), une hausse des budgets d'investissement de l'ordre du 521 M€ en électricité et de 38 M€ en gaz pour les années 2025 à 2029.

Ces budgets d'investissement supplémentaires ont été traduits, pour chaque année, en charges nettes relatives aux investissements (CNI) et en marge bénéficiaire équitable (MBE). C'est à travers ces coûts contrôlables que les budgets d'investissement impactent les revenus autorisés.

5.2.6.1.2. CNI

Dans le cadre de l'examen de la demande initiale de révision, la CWaPE a questionné ORES sur la nécessité de lui octroyer des budgets complémentaires de CNI puisque, au regard de la hauteur des budgets de CNI repris dans les revenus autorisés approuvés par la CWaPE, il ne semblait pas nécessaire d'octroyer des budgets supplémentaires. En effet, les CNI octroyés, en mars 2025 pour l'électricité et en mars 2024 pour le gaz, étaient supérieurs aux CNI issus des plans 2023, aussi bien pour l'électricité que pour le gaz, laissant la possibilité pour ORES de mettre en œuvre des budgets d'investissement supplémentaires dont les CNI pouvaient d'ailleurs être supérieurs à ceux repris dans la demande déposée le 30 avril 2026 :

Tableau 19 : Analyse des CNI – 30 avril 2026

en M€	ELECTRICITE	GAZ
CNI approuvés dans le RA (1)	895	346
CNI issus du plan 2023 (2)	821	333
CNI "excédentaires" lors de l'apportation du RA (1)-(2)	74	13
CNI demandés	47	4
	74 > 47	13 > 4

Lors de la réunion du 10 septembre 2026, ORES a mis en avant deux éléments fondamentaux et en a chiffré l'impact :

1. Avant même le début de la période régulatoire 2025-2029, en décembre 2023, ORES considérait qu'une partie de ses CNI octroyés pour la période 2025-2029 devrait être affectée à la couverture des CNC autres, les budgets associés à cette catégorie de coûts et définis par la méthodologie tarifaire étant jugés insuffisants pour couvrir les coûts estimés par ORES, compte tenu notamment des évolutions prévues sur les charges salariales ;

2. En décembre 2023, ORES savait également que cette réaffectation de budget entre les catégories de coûts contrôlables serait insuffisante pour couvrir l'ensemble des coûts contrôlables estimés par le GRD pour la période 2025-2029 et qu'il serait nécessaire d'utiliser les bonus de la période régulatoire précédente, ainsi que l'écart positif sur les charges financières, pour compenser les malus attendus de la future période régulatoire.

En décembre 2023, ORES estimait le malus de la période 2025-2029 à 124 M€, lequel pouvait être compensé par les 156 M€ issus de la période régulatoire précédente (11M€ de bonus et 145 M€ d'écart positif sur les charges financières).

En décembre 2025, l'augmentation estimée par ORES de ses coûts contrôlables ne permet plus que les malus de la période 2025-2029, estimés désormais à 299 M€, soient compensés par les bonus et écarts positifs sur les charges financières de la période précédente.

Sur les dernières années, les charges contrôlables ont fortement augmenté, essentiellement les CNC autres, largement composés selon ORES des coûts salariaux. Désormais, au vu de l'augmentation des prix unitaires d'investissement, la couverture des CNI est devenue elle aussi un élément critique pour le GRD. La vision globale d'ORES selon laquelle le budget des coûts contrôlables octroyé par la CWaPE pour la période régulatoire 2025-2029 était suffisant dès lors que les coûts contrôlables étaient considérés globalement, permettant des transferts de budgets d'une catégorie à l'autre, et que les bonus et écarts positifs sur les charges financières de la période régulatoire précédente permettaient, au global sur les 10 années 2019-2029, d'arriver à un résultat financier proche de la neutralité, n'est selon ORES plus tenable depuis fin 2025.

Dans une présentation du 10 septembre 2026, ORES a détaillé sa demande de budget d'investissement complémentaire au regard des plans d'adaptation et d'investissement. Il est tout d'abord important de préciser que lors de son analyse de la soutenabilité de ses revenus autorisés 2025-2029, ORES a pris en considération les investissements du plan 2024, alors que l'analyse de la demande initiale de revenu autorisé faite par la CWaPE se basait, pour évaluer le niveau des CNI, sur le plan 2023.

ORES a porté à la connaissance de la CWaPE le chiffrage global de 2 versions des plans 2024 purement internes à ORES, donc non communiquées à la CWaPE. Ces deux versions des plans sous-tendent la demande de revenu complémentaire visée par la présente décision et sont décrits ci-dessous :

- Le premier plan, appelé **scénario 1**, vise à respecter le budget global d'investissement des plans 2024 transmis à la CWaPE et prévoit, vu l'augmentation des prix unitaires, une réduction volontaire des quantités investies.
- Un second plan, appelé **scénario 2**, vise quant à lui à maintenir inchangées les quantités des plans 2024 mais intègre l'augmentation des prix unitaires. Ce scénario a servi de base à l'élaboration des plans 2026.

La différence de volume d'investissement entre ces deux scénarii constitue la base de la demande de révision du Revenu Autorisé. Pour l'électricité, ce delta s'élève à environ **520 M€**. Il correspond bien à un delta de quantités qui a été induit par la hausse des prix unitaires. Sans révision du RA, ORES dit se voir contrainte d'opérer selon le scénario 1 et de renoncer à une partie des investissements nécessaires au réseau. Pour le gaz, ce delta est estimé à **38 M€**.

Ces budgets d'investissements ont été traduits par ORES en **CNI**, ce qui impacte les revenus autorisés des années **2026 à 2029** à hauteur de **38,8 M€ pour l'électricité** et à hauteur de **3 M€ pour le gaz**. Ces CNI sont composés de charges d'amortissement et de charges de désaffectation.

La CWaPE a interrogé ORES quant aux montants relatifs aux désaffectations ainsi qu'aux hypothèses, en particulier les taux d'évolution des coûts d'investissement, utilisées pour construire les budgets d'investissement. Les réponses apportées par ORES sont jugées satisfaisantes par la CWaPE.

5.2.6.1.3.MBE

Les investissements supplémentaires prévus par ORES dans ses plans 2026 vont venir augmenter la RAB (base d'actifs régulés) du GRD et par conséquent, la marge bénéficiaire équitable (MBE) qui rémunère cette RAB.

Dans sa demande initiale, ORES demandait un montant de 37,7 M€ de MBE pour l'électricité et de 3,8 M€ de MBE pour le gaz, pour les années 2025 à 2029. Ces montants étaient calculés en se basant uniquement les budgets d'investissement supplémentaires en lien avec la mise en œuvre des plans 2026.

La CWaPE a demandé à ORES de revoir son calcul afin d'établir le montant de la MBE supplémentaire en calculant le delta entre le montant de la MBE initiale approuvée, établie sur la base des investissements repris dans les plans 2023, et le montant de la MBE établie sur la base des plans 2026. En effet, si les montants de CNI approuvés dans le revenu autorisé *ex ante* sont le résultat de l'application des formules de détermination et d'évolution des CNI (articles 47 et 48 de la méthodologie tarifaire), donc sans lien direct avec les plans d'adaptation et d'investissement du GRD, la marge bénéficiaire équitable fixée *ex ante* est, quant à elle, bien basée sur les investissements effectivement prévus par le GRD pour les années couvertes par la période régulatoire, en l'occurrence les plans 2023. En effectuant ce recalcul, ORES a également valorisé le montant de la MBE associée aux investissements hors réseau qui sont en lien avec les autres éléments de la demande de révision des revenus autorisés.

Ce nouveau calcul aboutit à une révision à la hausse de la demande de MBE complémentaire, qui s'élève désormais à 73,4 M€ en électricité pour les années 2026 à 2029, et à un retrait total de la demande de MBE complémentaire en gaz. Le calcul de cet écart prend en considération la cession du réseau de la commune de Brunehaut à l'AIEG, et déduit par conséquent les montants de la MBE relative à la RAB et à la plus-value de réévaluation associée à Brunehaut pour les années 2026 à 2029.

5.2.6.1.4.Autres éléments en lien avec les prix unitaires d'investissement

Les coûts complémentaires demandés ne concernent pas directement les investissements réseaux eux-mêmes, mais les effets induits de l'augmentation des prix unitaires et les adaptations logistiques nécessaires pour permettre la réalisation des plans d'adaptation et d'investissement.

L'augmentation des coûts des investissements entraîne mécaniquement une hausse de certaines dépenses d'exploitation :

1. Démontage des installations : les coûts de démontage augmentent au même rythme que les prix unitaires des investissements. L'impact est estimé à +/- 1,8 M€/an, soit 7,6 M€ sur la période régulatoire 2026-2029. Ces charges sont entièrement imputées sur le vecteur électricité ;
2. Petit matériel : Il s'agit du matériel consommé en exploitation mais non imputé directement sur un chantier. Ces coûts suivent l'évolution du prix des matières. L'écart entre l'inflation des

matières et l'indice santé génère un surcoût estimé à +/- 1 M€/an, soit 4,2 M€ sur la période régulatoire 2026-2029. Ces charges sont entièrement imputées sur le vecteur électricité ;

3. Logistique : le contexte d'approvisionnement impose à ORES d'augmenter ses capacités de stockage, nécessitant l'investissement dans de nouveaux bâtiments logistiques (6,95 M€ pour 2025-2029). Ces investissements se traduisent en 0,5 M€ de CNI sur la période 2026-2029 et impactent les revenus autorisés électricité et gaz en fonction de la destination de chaque bâtiment. La MBE relative à ces bâtiments est reprise dans le calcul global de la MBE visée ci-dessus.
4. Enfin, la complexification et la multiplication des marchés publics engendre le renforcement du service achats de 7,35 ETP, pour un coût estimé à 5 M€ sur les 4 années 2026-2029. Ces ETP sont répartis à hauteur de 78 % pour l'électricité et 22 % pour le gaz au moyen de la clé de répartition des frais généraux, fondée à parts égales sur le nombre d'EAN et sur les kilomètres de réseau.

5.2.6.2. Montants

Le montant global des coûts détaillés ci-dessus, pour les années 2026 à 2029, est de 128.439.115€ pour l'électricité et de 4.263.845€ pour le gaz. Ces montants sont détaillés comme suit :

Tableau 20 : Révision des RA électricité et gaz – Prix unitaires d'investissement

Prix Unitaires Investissements	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Electricité	19.965.409	27.947.219	35.569.146	44.957.341	128.439.115
Amortissements	1.255.463	4.028.868	6.892.878	9.969.728	22.146.938
Désaffectations	3.862.666	4.459.569	3.815.542	4.560.512	16.698.289
Démontage des installation	1.758.444	1.823.236	1.937.948	2.097.918	7.617.546
Petit matériel et outillage OSP	62.468	64.770	68.845	74.528	270.611
Petit matériel et outillage HOSP	914.445	948.139	1.007.793	1.090.982	3.961.359
Acheteurs	940.202	971.593	1.002.898	1.037.148	3.951.840
Aye Bis Covivins (50 ans)	45.863	50.104	50.104	50.104	196.175
Préaut entreposage Transfo (50 ans)	0	2.292	5.000	5.000	12.292
Aye bis Multifleurs (50 ans)	21.530	50.562	54.803	54.803	181.698
MBE complémentaire	11.104.328	15.548.086	20.733.335	26.016.618	73.402.366
Gaz	935.062	1.104.203	1.084.354	1.140.226	4.263.845
Amortissements	302.553	470.172	558.897	724.942	2.056.564
Désaffectations	353.100	336.691	218.260	98.589	1.006.641
Démontage des installation	0	0	0	0	0
Petit matériel et outillage OSP	0	0	0	0	0
Petit matériel et outillage HOSP	0	0	0	0	0
Acheteurs	260.720	269.425	278.106	287.603	1.095.855
Aye Bis Covivins (50 ans)	12.718	13.894	13.894	13.894	54.400
Préaut entreposage Transfo (50 ans)	0	0	0	0	0
Aye bis Multifleurs (50 ans)	5.970	14.021	15.197	15.197	50.385
MBE complémentaire	0	0	0	0	0

Ces montants impactent les différentes catégories de coûts qui composent les revenus autorisés électricité et gaz de la manière suivante :

Tableau 21 : Révision des RA électricité et gaz – Prix unitaires d'investissement – Impact catégories de coûts

Prix Unitaires Investissements	2026	2027	2028	2029
Electricité	19.965.409	27.947.219	35.569.146	44.957.341
CNC_autres	3.613.091	3.742.968	3.948.639	4.226.048
CNC_OSP	62.468	64.770	68.845	74.528
CNI	5.185.523	8.591.395	10.818.327	14.640.148
MBE	11.104.328	15.548.086	20.733.335	26.016.618
Gaz	935.062	1.104.203	1.084.354	1.140.226
CNC_autres	260.720	269.425	278.106	287.603
CNC_OSP	0	0	0	0
CNI	674.342	834.779	806.248	852.622
MBE	0	0	0	0

5.2.6.3. Modalités de contrôle ex post

Lors des contrôles des rapports annuels *ex post* d'ORES qui porteront respectivement sur les années 2026, 2027, 2028 et 2029, la CWaPE analysera notamment les points suivants :

- en ce qui concerne les CNI repris dans la demande de révision du revenu autorisé sous la rubrique « Prix Unitaires Investissement », le contrôle de la réalisation effective et de la raisonnable des investissements sera réalisé via deux moyens :
 - à travers le contrôle des plans d'adaptation et d'investissement mis à jour par ORES et transmis annuellement à la Direction technique de la CWaPE. Le contrôle portera aussi bien sur les quantités investies que sur les coûts unitaires des investissements ;
 - à travers le rapport tarifaire *ex post*, et particulièrement ses annexes 33 et 34 pour l'électricité et ses annexes 31 et 32 pour le gaz.

Chaque année lors du contrôle *ex post*, si

- $CNI_{réel\ N} \geq CNI_{budgété\ N}$ le budget complémentaire de CNI octroyé pour l'année N afin de couvrir les CNI peut être conservé par ORES, pour autant que les investissements n'aient pas été jugés déraisonnables par la CWaPE ;
- $CNI_{réel\ N} < CNI_{budgété\ N}$ l'écart entre $CNI_{budgété\ N}$ et $CNI_{réel\ N}$, après contrôle de la raisonnable de ces investissements par la CWaPE, constitue une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des utilisateurs du réseau.

Pour chaque année,

$CNI_{réel\ N}$ correspond au montant réel de CNI de l'année N, duquel sont déduits les CNI relatifs aux investissements ciblés par les autres thématiques de la présente décision, à savoir les investissements relatifs au plan de puissance (gestion TCOM RTU, PReM, DERMS, PIC@U), à l'intensification des interactions avec le marché (nouvelle structure tarifaire basse tension, partage d'énergie, supplier split), à l'intensification des interactions avec les clients (CRM), à la sortie d'Engie pour la gestion RH et à la sécurité physique des bâtiments (badging, caméras, câblage, switch, fibre) ;

$CNI_{budgété\ N}$ correspond au montant annuel de CNI estimé par ORES pour les années 2026 à 2029, basé sur les plans 2024, et augmenté des budgets complémentaires relatifs à l'augmentation des prix unitaires octroyés par la CWaPE dans la présente

décision. Ces budgets incluent les investissements relatifs aux deux bâtiments (Covivins et Multifleurs) et au préau. Ces montants sont détaillés ci-dessous :

Tableau 22 : CNI complémentaires – Prix unitaires d'investissement – Budgets 2026-2029 électricité

Electricité	2026	2027	2028	2029	2026-2029
CNI totaux budgétés par ORES sur la base des plans 2024	160.088.450	171.948.047	184.869.657	199.356.180	716.262.334
Budget complémentaire - augmentation des prix unitaires	5.185.523	8.591.395	10.818.327	14.640.148	39.235.392
Amortissements	1.255.463	4.028.868	6.892.878	9.969.728	
Désaffectations	3.862.666	4.459.569	3.815.542	4.560.512	
Aye Bis Covivins (50 ans)	45.863	50.104	50.104	50.104	
Préaut entreposage Transfo (50 ans)	0	2.292	5.000	5.000	
Aye bis Multifleurs (50 ans)	21.530	50.562	54.803	54.803	
CNI budgétés	165.273.973	180.539.442	195.687.984	213.996.328	755.497.726

Tableau 23 : CNI complémentaires – Prix unitaires d'investissement – Budgets 2026-2029 gaz

Gaz	2026	2027	2028	2029	2026-2029
CNI totaux budgétés par ORES sur la base des plans 2024	61.915.826	63.946.077	65.257.230	66.577.153	257.696.286
Budget complémentaire - augmentation des prix unitaires	674.342	834.779	806.248	852.622	3.167.990
Amortissements	302.553	470.172	558.897	724.942	
Désaffectations	353.100	336.691	218.260	98.589	
Aye Bis Covivins (50 ans)	12.718	13.894	13.894	13.894	
Préaut entreposage Transfo (50 ans)	0	0	0	0	
Aye bis Multifleurs (50 ans)	5.970	14.021	15.197	15.197	
CNI budgétés	62.590.168	64.780.856	66.063.478	67.429.775	260.864.276

En ce qui concerne la MBE reprise dans la demande de révision du revenu autorisé sous la rubrique « Prix Unitaires Investissement », elle sera traitée globalement avec la MBE approuvée initialement, selon les dispositions de l'article 148 de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

5.2.7. Enjeux de puissance et flexibilité

5.2.7.1. Description

La demande de révision du revenu autorisé vise à couvrir les moyens humains, organisationnels et informatiques qu'ORES estime nécessaires pour faire face à l'augmentation des besoins de puissance liée à la transition énergétique et à la mise en œuvre du nouveau cadre relatif aux raccordements flexibles, lesquelles constituent des circonstances indépendantes de la volonté d'ORES ayant un impact durable.

Selon le gestionnaire, le déploiement d'infrastructures de recharge rapide, de systèmes de stockage et l'électrification croissante des usages exercent une pression croissante sur les capacités du réseau. ORES indique à cet égard que 108 des 122 postes sources¹ disposeraient d'une capacité résiduelle inférieure à 1 MVA au 01/11/2025. Aujourd'hui, plus de 900 demandes de raccordement seraient actuellement en attente de traitement. En 2030, ORES estime que le nombre de dossiers atteindra environ 400 par an.

¹ Wallonie Remaining Capacity V2

Figure 5 : Résumé de l'évolution des demandes de puissances en 2025 – Note explicative enjeux puissance et flexibilité, p.9

	Puissance (MVA)				Nombre dossiers			
Eolien 	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution
	2700	3100	3200	+ 18%	163	184	188	+ 15%
Fast-charging 	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution
	245	465	560	+ 128%	250	310	396	+ 58%
Batteries  (Avis préalables inclus)	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution
	390	690	800	+ 105%	36	100	121	+ 236%
Grand PV 	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution	Janvier 2025	Juillet 2025	Janvier 2026	Evolution
	720	765	740	+ 3%	160	180	177	+ 11%

* Scope : projets en phase étude de détail/orientation et phase de réalisation (avis préalables exclus)

ORES estime par ailleurs que le décret relatif aux raccordements flexibles engendre de nouvelles obligations en matière de gestion de la puissance, notamment en ce qui concerne la détermination des profils de puissance, la gestion des contrats de raccordement flexibles, l'anticipation des congestions et le pilotage opérationnel de ces mécanismes.

La demande de révision du revenu autorisé repose sur une analyse globale des enjeux de puissance et de flexibilité auxquels ORES est confrontée dans le contexte de l'accélération de la transition énergétique. Pour y répondre, ORES propose une approche intégrée « Flexibilité @Scale » qui fait de la flexibilité un levier complémentaire aux investissements et à l'optimisation du réseau. L'ambition de cette démarche est de permettre à ORES de raccorder davantage de clients et de mettre à disposition plus de puissance, plus rapidement et à moindre coût collectif, grâce à une utilisation optimisée et flexible du réseau.

Cette approche s'articule autour de 13 solutions regroupées en 4 axes :

- Gérer la disponibilité de la puissance et les demandes clients (CAPAC, planification, accompagnement des grands clients) ;
- Opérer la flexibilité technique (DERMS, planification J-1, conduite et télécommunications) ;
- Préparer la flexibilité commerciale (plateforme de marché) ;
- Développer et promouvoir la flexibilité (mécanismes de marché, animation des acteurs, communication et partenariats).

Dans le cadre de l'examen de la demande de révision, plusieurs échanges ont eu lieu entre ORES et la CWaPE. Ces échanges ont principalement porté sur la cohérence globale du dispositif proposé, les interfaces entre certaines solutions, ainsi que sur la justification des ressources humaines, organisationnelles et technologiques sollicitées. Une attention particulière a été accordée à la distinction entre les différentes activités liées à la gestion de la flexibilité, notamment celles relatives à la plateforme DERMS, à la planification court terme (J-1), à la flexibilité commerciale et aux actions de développement et d'animation du marché de la flexibilité. La CWaPE a également souhaité obtenir des clarifications quant à l'absence de double comptabilisation entre les différentes solutions

proposées et à la délimitation entre les coûts déjà absorbés par les efforts d'efficacité internes d'ORES et ceux justifiant effectivement une adaptation du revenu autorisé.

ORES a apporté plusieurs compléments et adaptations à son dossier. Le GRD a notamment précisé le périmètre exact de chacune des treize solutions et les responsabilités. Ce travail a permis de démontrer que les ressources sollicitées répondent à des besoins distincts et complémentaires, sans chevauchement de coûts. Par ailleurs, dans une logique d'efficacité et de maîtrise des charges, ORES a revu certaines hypothèses à la baisse.

Ces adaptations ont permis d'apporter des réponses jugées satisfaisantes globalement et de mieux circonscrire le dossier.

5.2.7.2. Montants

Le montant global des coûts détaillés ci-dessous, pour les 4 années 2026 à 2029, est de 11.880.121 € pour l'électricité. Ces coûts sont détaillés comme suit :

Tableau 24 : Révision des RA électricité – Plan de puissance

Plan de puissance	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Électricité	2.370.729 €	3.000.860 €	3.200.742 €	3.307.790 €	11.880.121 €
Gestion TCOM placement RTU	23.126 €	55.501 €	73.444 €	92.082 €	244.154 €
Équipe PReM: CAPAC, Plan directeur, Planif court terme	43.278 €	174.986 €	362.423 €	566.673 €	1.147.361 €
Projet DERMS	1.784.324 €	1.888.048 €	1.389.835 €	1.374.195 €	6.436.402 €
Pilote PIC@U	520.000 €	520.000 €	120.000 €	0 €	1.160.000 €
Projet PIC@U	0 €	69.376 €	651.365 €	651.365 €	1.372.106 €
Évolution Marché : Market Design	0 €	97.650 €	201.225 €	207.825 €	506.700 €
Facilitation et Op. Marché : relation FSPs et Gestion contractuelle Flex Commerciale	0 €	97.650 €	201.225 €	207.825 €	506.700 €
Gestion parties-prenantes clés (ADTs, fédérations, etc)	0 €	97.650 €	201.225 €	207.825 €	506.700 €

Ces montants impactent les différentes catégories de coûts qui composent les revenus autorisés de l'activité électricité de la manière suivante :

Tableau 25 : Révision des RA électricité - répartition par catégorie de coûts

Plan de puissance	2026	2027	2028	2029
Électricité	2.370.729 €	3.000.860 €	3.200.742 €	3.307.790 €
CNC_autres	2.237.401 €	2.466.796 €	2.274.329 €	2.145.529 €
CNI	133.329 €	534.064 €	926.413 €	1.162.261 €

5.2.7.3. Modalités de contrôle ex post

Les montants de la demande pour le plan de puissance ont été établis sur la base des hypothèses présentées dans le dossier. La CWaPE se réserve la possibilité de réexaminer leur caractère raisonnable lors des contrôles ex post en fonction de l'évolution réelle des activités, des volumes observés et des résultats atteints. Les hypothèses de référence concernent notamment l'évolution des demandes de raccordement, celles nécessitant une interaction avec le gestionnaire du réseau de transport (local) au

travers du processus CAPAC, le nombre de contrats de raccordement flexible, le nombre de postes concernés par des contraintes de capacité ou par des mécanismes de flexibilité.

Lors des contrôles des rapports annuels *ex post* d'ORES qui porteront respectivement sur les années 2026 à 2029, la CWaPE demandera à ORES de lui renseigner annuellement notamment les éléments suivants :

1. l'état d'avancement de la mise en œuvre des principales solutions et activités qui sont visées par la demande dans ce dossier (CAPAC, DERMS, PIC@U, RTU) ainsi que l'écart par rapport à la roadmap ;
2. les principaux indicateurs (KPI) permettant d'apprécier l'évolution des besoins ayant justifié l'octroi du budget complémentaire, comprenant notamment :
 - l'évolution du nombre de dossiers en attente de traitement ou de raccordement ;
 - le nombre de nouvelles demandes de raccordement par catégorie (éolien, BESS, PV, Fast charging et toute autre catégorie pertinente) ainsi que leur évolution par année ;
 - les capacités demandées et allouées par catégorie, en distinguant les capacités fermes et flexibles ;
 - le nombre de demandes de raccordement nécessitant une interaction avec le gestionnaire du réseau de transport (local) au travers du processus CAPAC ;
 - le nombre de contrats de raccordement flexibles conclus ainsi que le nombre de contrats flexibles actifs, conformément à l'obligation de rapportage prévue à l'article 26, § 2undecies, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;
 - les produits développés dans le cadre de la mise en œuvre de la flexibilité commerciale, les postes au niveau desquels ils sont proposés, les contrats conclus à ce titre avec des FSP et les capacités impliquées ;
 - suivant les informations dont dispose ORES, notamment dans le cadre de ses échanges avec le gestionnaire du réseau de transport, le nombre de postes concernés par des contraintes de capacité ou de mécanismes de flexibilité.

Sur la base de ces éléments et de tout autre que la CWaPE estimerait opportun de demander à ORES, la CWaPE vérifiera si les coûts effectivement exposés par ORES et rapportés dans le cadre de l'utilisation du budget complémentaire octroyé pour la thématique « *Enjeux puissance et flexibilité* », sont bien en lien avec les besoins pour lesquels le budget a été octroyé et répondent aux critères de raisonabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire (tels qu'explicités à la section 5.4 de la présente décision). Dans ce cadre, la CWaPE appréciera notamment la pertinence des hypothèses ayant servi au dimensionnement des ressources et des coûts retenus dans le cadre de la présente révision et vérifiera que les coûts effectivement supportés demeurent cohérents avec les besoins constatés et les activités effectivement réalisées.

5.2.8. Transfert de la commune de Brunehaut

À la suite du renouvellement des mandats des gestionnaires de réseaux de distribution, la commune de Brunehaut (sections de Brunehaut, Bléharies, Guignies, Hollain, Jollain-Merlin, Wez-Velvain,

Lesdain, Laplaigne, Rongy et Howardries) a été transférée à l'AIEG avec effet au 1er janvier 2026. Ce transfert implique une adaptation de la base d'actifs régulés ainsi que des charges d'exploitation d'ORES.

Bien que la demande initiale de révision du revenu autorisé tînt déjà compte de la diminution de la RAB découlant de ce transfert, la CWaPE a demandé à ORES d'y intégrer également l'impact correspondant sur les charges d'exploitation. Cette commune représente 0,27 % du nombre total de codes EAN d'ORES.

L'impact de la RAB transférée, telle qu'arrêtée par convention entre les parties en juin 2025, ainsi que des charges d'exploitation correspondantes, est présenté ci-dessous :

Tableau 26 : Révision des RA électricité - Modification du périmètre d'activité - RAB et charges nettes contrôlables correspondant à la commune de Brunehaut

Transfert Brunehaut	RAB au 31/12/2025	2026	2027	2028	2029	2026-2029
RAB	4.124.015 €					
VA_net	3.135.223 €					
Plus-value	988.792 €					
Charges nettes contrôlables		782.916 €	783.213 €	787.083 €	794.489 €	3.147.701 €
CNC_autres		548.222 €	552.588 €	557.349 €	563.646 €	2.221.805 €
CNC_OSP		82.396 €	83.879 €	85.389 €	86.926 €	338.590 €
CNI		152.298 €	146.746 €	144.345 €	143.917 €	587.306 €

5.3. Synthèse de la demande

Le tableau ci-dessous reprend une synthèse de la demande adaptée de révision des revenus autorisés électricité 2026-2029 introduite le 9 octobre 2026. Globalement, cette demande s'élève à **202.902.344 €**.

Tableau 27 : Demande de révision des revenus autorisés électricité 2026- 2029 du 9 octobre 2026

Électricité	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Prix Unitaires Investissements	19.965.409 €	27.947.219 €	35.569.146 €	44.957.341 €	128.439.115 €
Plan de puissance	2.370.729 €	3.000.860 €	3.200.742 €	3.307.790 €	11.880.121 €
Intensification des interactions marché	2.617.380 €	3.996.011 €	4.684.369 €	4.269.901 €	15.567.661 €
Intensification des interactions clients	750.692 €	2.016.920 €	1.342.738 €	1.362.254 €	5.472.604 €
Décret Juge de paix	2.923.575 €	2.923.575 €	2.923.575 €	2.923.575 €	11.694.300 €
Cybersécurité	5.633.702 €	5.595.993 €	5.647.486 €	6.216.640 €	23.093.821 €
Sortie Engie	1.783.065 €	5.089.622 €	1.372.248 €	1.028.134 €	9.273.069 €
Sécurité physique des bâtiments	62.632 €	105.789 €	221.234 €	239.698 €	629.354 €
Transfert de Brunehaut	-782.916 €	-783.213 €	-787.083 €	-794.489 €	-3.147.700 €
			Total		202.902.344 €

Le tableau ci-dessous reprend une synthèse de la demande adaptée de révision des revenus autorisés gaz 2026-2029 introduite le 9 octobre 2026. Globalement, cette demande s'élève à **19.770.889 €**.

Tableau 28 - Demande de révision des revenus autorisés gaz 2026- 2029 du 9 octobre 2026

Gaz	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Prix Unitaires Investissements	935.062	1.104.203	1.084.354	1.140.226	4.263.845
Plan de puissance	0	0	0	0	0
Intensification interactions marché	0	55.157	113.864	117.749	286.769
Intensification interactions clients	196.823	168.882	134.617	104.318	604.640
Décret Juge de Paix	1.366.425	1.366.425	1.366.425	1.366.425	5.465.700
Cybersécurité	1.562.239	1.551.782	1.566.061	1.723.889	6.403.971
Sortie Engie	494.448	1.411.364	380.528	285.104	2.571.444
Sécurité Physique des Bâtiments	17.368	29.336	61.349	66.469	174.521
Transfert de Brunehaut	0	0	0	0	0
					19.770.889

5.4. Engagement relatif au contrôle ex post et à la restitution aux URD des montants non dépensés

Selon l'article 147, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire, l'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N constitue, en principe, un « bonus » (si le budget est supérieur à la réalité) ou un « malus » (si le budget est inférieur à la réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

Conformément à l'article 147, § 2, de la méthodologie tarifaire, « *Le GRD dispose toutefois de la possibilité de restituer totalement ou partiellement le bonus aux utilisateurs de réseau, en le convertissant en solde régulateur (SRbonus restitué)* » (la CWaPE souligne).

Par courriels des 13 et 28 août 2026 (complétés par des courriels des 12 et 13 octobre 2026), ORES a proposé à la CWaPE, afin de donner des garanties complémentaires quant à la future utilisation des budgets demandés, de mettre en place un mécanisme spécifique, complémentaire à l'article 147, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire, de suivi *ex post* de la dépense des montants des charges nettes opérationnelles contrôlables faisant l'objet de la demande de révision.

Ce mécanisme spécifique, tel que proposé par ORES, suit les principes suivants :

- ORES s'engage à établir et à rapporter à la CWaPE sur base annuelle le solde relatif à chaque élément de coût comme étant la différence entre, d'une part, le montant approuvé pour chaque budget supplémentaire sollicité dans la demande de révision pris isolément (rubrique par rubrique), et, d'autre part, les coûts réellement supportés par ORES en lien avec chacune de ces rubriques et considérés raisonnables *ex post* par la CWaPE pour la mise en œuvre dudit budget, selon les modalités définies par la CWaPE dans la présente décision ;
- Au terme de la période régulatoire, les soldes annuels relatifs à chaque élément de coût constituant la demande de révision des revenus autorisés seront globalisés sur les années 2026 à 2029. ORES s'engage à restituer aux utilisateurs de réseau chaque solde qui, globalisé sur les années 2026 à 2029, serait positif. Cette restitution sera réalisée via le mécanisme prévu à l'article 147, § 2, de la méthodologie tarifaire.
- ORES reconnaît que la CWaPE est habilitée, dans le cadre du calcul de ces soldes, à (i) contrôler *ex post* le caractère raisonnable des coûts effectivement dépensés en rapport avec les budgets tels que motivés par ORES et approuvés par la CWaPE dans le cadre de la présente révision des revenus autorisés 2026 à 2029 et, le cas échéant, (ii) à déterminer, dans la présente décision d'approbation, les éléments raisonnables et proportionnés qu'elle estimerait nécessaires qu'ORES mette en œuvre afin de préserver l'effectivité de ce contrôle *ex post*.

La CWaPE prend acte de cette proposition, par laquelle ORES :

- s'engage à ce que les budgets octroyés dans le cadre de la révision du revenu autorisé soient exclusivement affectés au financement des projets, actions et objectifs validés par la CWaPE à travers la présente décision et, par conséquent, à ce qu'aucun transfert de budget entre les différentes thématiques concernées par la présente décision ne puisse être effectué sans validation préalable de la CWaPE ;
- reconnaît en ce qui concerne l'utilisation de ces budgets et leur éventuelle restitution à l'URD que la CWaPE puisse exercer un pouvoir décisionnel spécifique et complémentaire à ce que prévoit la méthodologie tarifaire et accepte de s'y soumettre dans son principe.

La CWaPE se réserve donc le droit, sur la base de cette proposition, de rejeter les coûts effectivement exposés par ORES dans le cadre de l'utilisation des budgets approuvés à travers la présente décision, qui ne seraient pas en lien avec le projet pour lequel le budget a été octroyé et qui ne répondraient pas aux critères de raisonabilité visés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire. Seront notamment considérés comme n'étant pas justifiés par rapport à l'intérêt des URD et comme pouvant

être évités, les coûts considérés comme inefficients au regard des résultats obtenus, à savoir les coûts n'ayant pas mené à un résultat correspondant aux objectifs approuvés ou ayant mené à des réalisations significativement inférieures aux engagements d'ORES.

En ce qui concerne les éléments et modalités particuliers que la CWaPE estime nécessaires de mettre en œuvre pour préserver l'effectivité du contrôle *ex post* de raisonabilité des coûts proposé par ORES, de manière générale et non exhaustive, la CWaPE invite notamment ORES à :

- assurer une traçabilité analytique complète des dépenses associées à chaque thématique concernée ;
- transmettre, dans le cadre du contrôle *ex post* de chaque année de la période régulatoire, les dépenses réalisées, les livrables, les KPI associés (*a minima*, ceux qui ont été identifiés dans la présente décision) et une analyse des écarts entre coûts budgétés et coûts réels. Ces écarts seront rapportés chaque année de manière individualisée pour chaque élément de coût qui constitue la demande de révision des revenus autorisés, avec un niveau de détail correspondant à l'onglet « Détails » du modèle de rapport transmis, et seront, au terme de la période régulatoire, globalisés sur les années 2026 à 2029.

La CWaPE a en outre, lorsqu'elle l'estimait pertinent, donné davantage de précisions dans les sections 5.2.1.4, 5.2.2.3, 5.2.3.3, 5.2.4.3, 5.2.5.3, 5.2.6.3 et 5.2.7.3 de la présente décision.

À la demande de la CWaPE, la démonstration du caractère raisonnable des éléments rapportés par ORES, en ce compris leur lien avec la rubrique du revenu autorisé complémentaire accordé ainsi que l'atteinte des objectifs associés à ces éléments de coûts, incombera à ORES. À défaut de justification suffisante d'un élément, celui-ci ne pourra être pris en compte pour le calcul du solde. Le cas échéant, la motivation du rejet d'un élément sera communiquée par la CWaPE au gestionnaire de réseau de distribution.

En ce qui concerne les modalités de calcul des soldes entre les montants approuvés et les coûts réellement supportés, la CWaPE appliquera, individuellement pour chaque élément de coût identifié spécifiquement dans le tableau de détail de la demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz, le principe général de calcul d'un solde régulatoire tel qu'il ressort de la méthodologie tarifaire 2025-2029, à savoir :

$$SR_{\text{charges complémentaires } N} = (C_{\text{complémentaires budgétées } N} - C_{\text{complémentaires réelles } N})$$

Avec :

$SR_{\text{charges complémentaires } N}$ = le solde régulatoire relatif aux charges complémentaires de l'année N ;

$C_{\text{complémentaires budgétées } N}$ = les charges complémentaires budgétées de l'année N ;

$C_{\text{complémentaires réelles } N}$ = les charges complémentaires réelles de l'année N.

Les charges complémentaires budgétées correspondent au montant demandé par ORES pour chaque élément de coût supplémentaire visé par la demande de révision des revenus autorisés, avec le niveau de détail fourni dans l'onglet « Détails » du modèle de rapport transmis à la CWaPE le 9 octobre 2026.

Les charges complémentaires réelles correspondent aux coûts réellement exposés par ORES pour chaque élément de coût supplémentaire visé par la demande de révision des revenus autorisés, avec le même niveau de détail que pour les montant budgétés.

La CWaPE a en outre, lorsqu'elle l'estimait pertinent, donné davantage de précisions en ce qui concerne le calcul du solde régulateur dans les sections 5.2.1.4, 5.2.2.3, 5.2.3.3, 5.2.4.3, 5.2.5.3, 5.2.6.3 et 5.2.7.3 de la présente décision.

Lors du contrôle *ex-post* 2029, les soldes relatifs à chaque élément de coût seront globalisés sur les années 2026 à 2029.

En cas de solde global positif pour une rubrique (si le budget est supérieur à la réalité), celui-ci sera restitué aux URD sous la forme de dettes régulatrices (soldes régulateurs positifs). Les montants à restituer correspondront aux budgets non utilisés, aux dépenses non éligibles (ne présentant pas de lien avec le projet visé par le budget) et, le cas échéant, à la part des coûts réels considérée comme déraisonnable.

En cas de solde global négatif (si budget inférieur à la réalité), celui-ci constituera un malus pour le gestionnaire de réseau, contrairement aux soldes régulateurs négatifs basés sur des charges opérationnelles non contrôlables. Les risques liés à l'exécution des projets, notamment les retards, difficultés de mise en œuvre, insuffisances de planification, problèmes de coordination entre intervenants, surcoûts de transition, demandes complémentaires des prestataires, modifications d'organisation, évolutions de périmètre ou tout autre aléa relevant de la conduite des projets, demeureront donc à charge du gestionnaire de réseau.

5.5. Contrôles effectués

Sur la base de la demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2026-2029 (dans sa version du 30 avril 2026 et ses versions modifiées des 25 septembre et 9 octobre 2026), des informations complémentaires communiquées et des échanges tenus avec ORES (voir section 2 de la présente décision), la CWaPE a effectué différents contrôles, notamment sur les éléments suivants :

- Le respect, pour chaque budget complémentaire demandé pour 2026 à 2029, des conditions fixées par l'article 60, § 1^{er}, 4^o, de la méthodologie tarifaire, pour pouvoir solliciter une révision du revenu autorisé en cours de période régulatrice.

La CWaPE a ainsi pu constater que :

- les différentes circonstances invoquées par ORES à l'appui de sa demande de révision du revenu autorisé sont bien intervenues après l'approbation initiale du revenu autorisé pour les années 2026 à 2029 et peuvent bien être considérées comme exceptionnelles et indépendantes de sa volonté ;

- combinées ensemble, ces circonstances impactent durablement à la hausse la situation financière d'ORES, à hauteur, au moins, de 2 % de son revenu autorisé pour chaque année visée par la demande ;

La comparaison entre le montant de la demande de révision et le revenu autorisé électricité approuvé le 3 avril 2025 est présentée, année par année, dans le tableau ci-dessous.

Tableau 29 : Impact de la révision des revenus autorisés électricité

Électricité	2026	2027	2028	2029
Demande de révision des revenus autorisés	35.324.269 €	49.892.777 €	54.174.455 €	63.510.844 €
Revenu autorisé approuvé le 3 avril 2025	649.660.124 €	669.284.296 €	682.921.886 €	699.310.117 €
Demande % du RA Approuvé	5,44%	7,45%	7,93%	9,08%

Le tableau ci-dessous compare, pour chaque année, le montant global de la demande de révision avec le montant annuel du revenu autorisé gaz approuvé le 28 mars 2024.

Tableau 30 : Impact de la révision des revenus autorisés gaz

Gaz	2026	2027	2028	2029
Demande de révision des revenus autorisés	4.572.365	5.687.149	4.707.197	4.804.179
Revenu autorisé approuvé le 28 mars 2024	222.177.929	226.219.752	230.661.402	235.311.507
demande % du RA approuvé	2,06%	2,51%	2,04%	2,04%

- La conformité des éléments de coûts pris en compte par ORES dans ses demandes de budgets complémentaires pour 2026 à 2029, aux critères de raisonnabilité des coûts énumérés aux articles 62 et suivants de la méthodologie tarifaire.

Globalement, la CWaPE a pu s'assurer que, sur la base des éléments qui lui ont été soumis et qu'elle pouvait raisonnablement contrôler, les budgets demandés paraissaient, à ce stade, raisonnables quant à leur fondement. Compte tenu de la nature de certains budgets sollicités et des circonstances et hypothèses avancées par ORES pour les justifier ex ante, il ressort de l'analyse de chacune des rubriques ci-dessus que la raisonnabilité de certains montants demeure à ce stade ouverte et doit faire l'objet d'un contrôle ex post spécifique des coûts réellement exposés par budget sollicité, conformément à la proposition d'ORES décrite à la section 5.4 de la présente décision, de sorte que, le cas échéant, des coûts budgétés dans le cadre de la présente décision pourraient devoir être restitués aux URD.

L'éventuelle présence de subsides croisés entre les différents éléments du revenu du GRD ou entre les revenus autorisés « électricité » et « gaz ».

- L'éventuelle présence de doubles comptages entre le revenu autorisé 2025-2029 déjà approuvé et les budgets complémentaires demandés.

Dans le cadre de ce contrôle, la CWaPE a plus particulièrement interpellé ORES, en ce qui concerne le budget complémentaire demandé pour les CNI, sur les raisons pour lesquelles le budget initialement octroyé en 2024 pour les CNI ne pouvait pas être mobilisé pour faire face à l'augmentation des prix

unitaires (voir section 5.2.6.1), afin notamment de s'assurer que cette partie du budget avait effectivement été consacrée à d'autres dépenses ne pouvant être qualifiées de déraisonnables² et n'était donc légitimement plus disponible pour faire face à l'augmentation des CNI.

Dans le cadre de l'analyse de la demande initiale et des échanges avec la CWaPE, une série d'éléments de la demande de révision des revenus autorisés 2026 à 2029 ont été adaptés par ORES.

Les modifications apportées portent sur les points suivants :

- Modification de la portée de la demande initiale de révision 2025-2029, en vue de la scinder en deux volets à traiter successivement, le premier portant sur la période 2026-2029 et le second portant sur l'année 2025 :

La demande de révision des revenus autorisés 2025 reposant, selon ORES, sur le caractère potentiellement disproportionné de ceux-ci, l'analyse de cette demande ne pouvait en effet se faire que concomitamment à l'examen des coûts réels d'ORES repris dans le rapport *ex post* relatif à l'année 2025. Or, cet examen ne pourra être entamé par la CWaPE qu'à la fin de cette année. À compter du 31 août 2026, le traitement de la demande de révision des revenus autorisés d'ORES s'est donc focalisée sur les années 2026 à 2029. La présente décision ne portera dès lors que sur ces années.

- Marge équitable (+35,6 M€ en électricité et -3,7 M€ en gaz) :

La CWaPE a demandé à ORES de revoir le montant demandé au titre de marge bénéficiaire équitable supplémentaire afin que ce budget soit établi conformément aux articles 17 à 34 de la méthodologie tarifaire, c'est-à-dire en calculant l'écart entre le montant de la MBE initialement approuvée par la CWaPE, établie sur la base des investissements repris dans les plans 2023, et le montant de la MBE établie sur la base des investissements prévus par ORES dans les plans 2026.

Ce nouveau calcul abouti, pour l'électricité, à une révision à la hausse de la demande de MBE complémentaire, qui s'élève désormais à 73,4 M€ en électricité pour les années 2026 à 2029, soit 35,6 M€ de plus que la demande initiale pour les mêmes années, et à un retrait total de la demande de MBE complémentaire en gaz, soit une diminution de 3,7 M€.

- Coûts salariaux et coûts de consultance (-14 ETP, -12M€ au global pour l'électricité et le gaz) :

En date du 21 septembre 2026, la CWaPE a transmis à ORES ses ultimes demandes de modification de la demande de révision des revenus autorisés. Dans ce document, la CWaPE a

² Il ressort des explications d'ORES que le budget octroyé en 2024 pour les CNI est, dans les faits, en partie utilisé pour couvrir l'augmentation de ses CNC autres, largement composées de coûts salariaux. La CWaPE n'a pas relevé d'indices de déraisonnabilité en ce qui concerne la partie de l'augmentation des CNC autres couverte via le budget initialement octroyé pour les CNI. ORES n'ayant pas inclus, dans sa demande de révision, l'intégralité de l'augmentation de ses coûts pouvant répondre à la définition de CNC autres, celle-ci n'a pas été contrôlée par la CWaPE et la présente décision ne peut donc être considérée comme se prononçant sur la raisonnable des coûts d'ORES répondant à la définition de CNC autres dans leur ensemble.

invité ORES à réexaminer le volume des ressources complémentaires sollicitées, en particulier les équivalents temps plein internes et les dépenses de consultance en régie, au regard des exigences de nécessité, de raisonnable et de durabilité prévues par la méthodologie tarifaire. La CWaPE a notamment souligné la nécessité de démontrer que les besoins invoqués résultaient directement des circonstances exceptionnelles avancées et ne pouvaient être rencontrés par une optimisation de l'organisation ou une meilleure allocation des ressources existantes. Elle a également rappelé que les dépenses de consultance présentent, par nature, un caractère généralement transitoire qui ne justifie leur prise en compte dans le revenu autorisé que dans la mesure où leur caractère durable est dûment démontré. À la suite de ces observations, ORES a revu sa demande à la baisse en réduisant partiellement le nombre d'ETP et les coûts de consultance sollicités.

Cette réduction porte sur la suppression de la demande de 14 ETP, dont 12 pour l'électricité et 2 pour le gaz. La demande initiale en comptait 74. Ces retraits sont chiffrés à hauteur de - 9,8 M€ pour le revenu autorisé électricité et -2,2 M€ pour le gaz. Cette diminution en € n'apparaît pas telle quelle dans la réduction de la demande puisque certaines de ces charges étaient activées, et impactaient donc les revenus autorisés au rythme des amortissements.

- Clé de répartition des coûts entre l'électricité et le gaz :

La CWaPE a interrogé ORES au sujet des clés de répartition utilisées pour répartir certains coûts entre les activités électricité et gaz et a demandé de démontrer leur caractère représentatif des coûts effectivement supportés par chaque activité. ORES a précisé que la clé générale de répartition de 78 % pour l'électricité et 22 % pour le gaz avait été fixée lors de l'établissement des revenus autorisés 2025-2029 et qu'elle n'était pas revue *ex post* afin d'éviter les transferts de coûts entre activités. La CWaPE a toutefois attiré l'attention d'ORES sur la nécessité d'utiliser, lorsque cela est pertinent, des clés davantage fondées sur les coûts réellement observés. À la suite de ces échanges, ORES a adapté certaines répartitions :

- s'agissant des coûts liés au décret Juge de paix, la ventilation initialement fondée sur la clé générale 78 %/22 % a été revue sur la base des coûts réels de l'année 2025 liés aux impayés, conduisant à une répartition de 66 % pour l'électricité et 34 % pour le gaz. Les frais liés à l'envoi des courriers sont répartis selon la clé 78% pour l'électricité et 22 % pour le gaz au lieu de 66 %/34 % prévu initialement. Ces modifications entraînent un transfert de budget de 1,1 M€ de l'électricité vers le gaz.
 - concernant le projet de CRM, ORES a requalifié sa demande de budget complémentaire, qui porte désormais uniquement sur la première phase du projet, centrée sur les enjeux « Puissance B2B ». Ce changement conduit à l'affectation des coûts liés au CRM à 100 % sur le vecteur électricité. Ces modifications entraînent un transfert de budget de 0,7 M€ du gaz vers l'électricité.
- *Carve out* Engie :

La CWaPE a interrogé ORES sur le caractère raisonnable de certains coûts liés au projet de sortie d'ENGIE IT et de Star RH, en particulier les coûts associés aux ressources. Elle a demandé à ORES de démontrer que les montants repris dans la demande de révision du revenu autorisé

correspondaient à des charges additionnelles effectivement supportées et justifiées au regard des critères de raisonnabilité prévus par la méthodologie tarifaire. Aux yeux de la CWaPE, la seule affectation des ressources internes à un projet ne suffit pas à démontrer la raisonnabilité et l'existence d'un coût additionnel admissible. À la suite de ces échanges, ORES a retiré de la demande de révision du revenu autorisé les coûts liés aux ressources internes mobilisées dans le cadre de la gouvernance, de la coordination et du suivi de la transition. Seuls les coûts correspondant à des ressources recrutées spécifiquement pour faire face à l'augmentation durable de la charge de travail ont été maintenus.

Au total, ces adaptations entraînent une diminution du budget du projet ENGIE de 662.000€, composée d'une baisse de 208.000€ d'OPEX et de 453.000€ de CAPEX.

- Modification du périmètre à la suite du transfert de la commune de Brunehaut :

La demande initiale de révision du revenu autorisé intégrait la réduction de la RAB résultant du transfert de la commune de Brunehaut vers l'AIEG. Toutefois, les montants retenus par ORES ne correspondaient pas à ceux arrêtés au 31 décembre 2025. La CWaPE a dès lors demandé à ORES de rectifier ces montants, à la suite de cette demande, ORES a corrigé un écart d'environ 600.000€ à la hausse.

La CWaPE a également demandé à ORES de prendre en considération l'impact correspondant sur les charges d'exploitation. Si ORES estimait que cette adaptation n'était pas nécessaire compte tenu du poids limité de la commune de Brunehaut sur son réseau (0,27 % des EAN), l'analyse réalisée a cependant mis en évidence un impact sur les OPEX de 3.109.211 €. Ces montants ont dès lors été déduits du revenu autorisé.

5.6. Traduction dans le Revenu Autorisé électricité et dans le Revenu Autorisé gaz

Tableau 31 - Montants totaux de la demande de révision des revenus autorisés électricité 2026-2029

Révision RA - Électricité	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Charges nettes contrôlables autres	15.691.267 €	21.535.011 €	17.641.817 €	17.419.461 €	72.287.556 €
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	2.903.647 €	2.904.466 €	2.907.031 €	2.911.177 €	11.626.320 €
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	5.625.027 €	9.905.214 €	12.892.273 €	17.163.588 €	45.586.102 €
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	11.139.008 €	15.577.898 €	20.758.533 €	26.037.454 €	73.512.893 €
Marge équitable PV de réévaluation	-34.680 €	-29.812 €	-25.197 €	-20.837 €	-110.526 €
TOTAL	35.324.269 €	49.892.777 €	54.174.455 €	63.510.844 €	202.902.344 €

Tableau 32 - Montants totaux de la demande de révision des revenus autorisés gaz 2026-2029

Révision RA - Gaz	2026	2027	2028	2029	2026-2029
Charges nettes contrôlables autres	2.507.001	3.406.285	2.413.492	2.442.358	10.769.136
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	1.366.425	1.366.425	1.366.425	1.366.425	5.465.700
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	698.939	914.439	927.280	995.396	3.536.053
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	0	0	0	0	0
TOTAL	4.572.365	5.687.149	4.707.197	4.804.179	19.770.889

5.7. Revenus autorisés électricité et gaz 2025-2029 après révision

Tableau 33 - Revenus autorisés électricité 2025 -2029 après révision

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL	%
Charges nettes contrôlables	381.468.248	410.328.746	425.381.950	429.608.245	439.419.720	2.086.206.909	59%
Charges nettes contrôlables autres	201.653.348	218.736.282	226.197.172	224.067.370	226.177.124	1.096.831.297	31%
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	29.977.478	33.420.720	33.970.845	34.532.606	35.106.012	167.007.660	5%
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	149.837.422	158.171.744	165.213.933	171.008.269	178.136.584	822.367.952	23%
Charges et produits non-contrôlables	131.258.065	128.720.864	132.443.368	126.984.710	125.513.654	644.920.661	18%
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	132.541.602	130.714.937	134.124.510	128.977.133	127.520.228	653.878.409	18%
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	28.239	28.747	29.265	29.791	30.328	146.370	0%
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	67.814.049	65.477.129	68.095.189	61.819.941	58.716.231	321.922.539	9%
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0	0%
Redevance de voirie	32.334.287	32.916.304	33.508.798	34.111.956	34.725.971	167.597.316	5%
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	30.226.455	30.586.947	31.359.772	32.322.814	33.398.212	157.894.201	4%
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465	1.842.325	0%
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0	0	0%
Charges de pension non-capitalisées	1.770.108	1.337.344	763.021	324.165	281.021	4.475.658	0%
Charges et produits non-contrôlables OSP	-1.283.537	-1.994.072	-1.681.142	-1.992.423	-2.006.574	-8.957.748	0%
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	16.695.058	16.197.494	16.668.223	15.487.712	14.841.127	79.889.611	2%
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	14.140.272	14.635.059	15.147.969	15.679.681	16.230.902	75.833.884	2%
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	6.581.450	6.942.806	7.763.078	7.893.488	8.026.507	37.207.330	1%
Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-41.847.863	-42.967.048	-44.584.988	-44.434.510	-44.565.650	-218.400.058	-6%
Charges d'achat des certificats verts	3.147.548	3.197.616	3.324.576	3.381.205	3.460.540	16.511.485	0%
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0	0%
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	16.169.396	22.545.571	29.595.537	37.808.556	43.745.330	149.864.390	4%
Charges nettes fixes	5.463.874	4.047.399	4.283.208	4.757.352	4.839.393	23.391.225	1%
Charges nettes variables	10.705.522	18.498.173	25.312.330	33.051.204	38.905.938	126.473.165	4%
Marge équitable	110.576.472	123.389.211	131.756.218	142.694.831	154.142.256	662.558.988	19%
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	88.994.794	104.634.501	115.647.896	129.083.429	142.880.233	581.240.853	16%
Marge équitable PV de réévaluation	21.444.234	18.670.557	16.068.600	13.598.554	11.260.402	81.042.348	2%
Marge OSP	137.443	84.153	39.722	12.848	1.621	275.787	0%
TOTAL	639.472.181	684.984.393	719.177.073	737.096.341	762.820.961	3.543.550.948	100%

Tableau 34 - Revenus autorisés gaz 2025 -2029 après révision

GAZ	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	128.247.842	136.168.562	140.695.734	143.180.215	146.869.987	695.162.340
Charges nettes contrôlables autres	52.935.892	57.435.633	60.367.289	61.434.072	63.625.584	295.798.471
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	8.618.698	10.140.259	10.298.188	10.458.960	10.622.626	50.138.732
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	66.693.252	68.592.669	70.030.257	71.287.182	72.621.776	349.225.136
Charges et produits non-contrôlables	32.102.958	31.637.297	31.608.406	31.908.803	32.120.074	159.377.537
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	29.301.030	29.290.363	29.217.720	29.385.871	29.671.970	146.866.954
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	18.251.629	18.251.629	18.251.629	18.251.629	18.251.629	91.258.145
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	10.422.697	10.584.879	10.706.025	11.000.942	11.305.462	54.020.004
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	99.725	99.725	99.725	99.725	99.725	498.625
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	526.979	354.130	160.341	33.575	15.154	1.090.179
Charges et produits non-contrôlables OSP	2.801.928	2.346.933	2.390.687	2.522.932	2.448.104	12.510.583
Charges émanant de factures d'achat de gaz émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	14.592.877	12.620.536	11.945.673	12.166.092	11.521.990	62.847.168
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	6.625.910	6.869.249	7.121.727	7.383.692	7.655.504	35.656.082
Produits issus de la facturation de la fourniture de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-18.416.860	-17.142.851	-16.676.713	-17.026.852	-16.729.390	-85.992.666
Charges et produits liés à l'achat de gaz SER	0	0	0	0	0	0
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Marge équitable	58.198.989	58.944.435	59.602.761	60.279.581	61.125.625	298.151.391
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	44.999.591	46.256.722	47.389.855	48.508.579	49.762.583	236.917.331
Marge équitable PV de réévaluation	5.609.031	4.892.735	4.210.970	3.563.738	2.951.037	21.227.511
Marge OSP	7.590.367	7.794.978	8.001.936	8.207.264	8.412.005	40.006.549
TOTAL	218.549.789	226.750.294	231.906.901	235.368.599	240.115.686	1.152.691.268

6. DÉCISION

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

Vu l'article 36, § 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ;

Vu l'article 15, § 3, 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-23e31-CWaPE-0773 du 31 mai 2023 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029, telle que modifiée par la décision CD-24f06-CWaPE-0940 du 6 juin 2024 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 28 mars 2024 de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 d'ORES Assets, au travers de sa décision référencée CD-24c28-CWaPE-0889 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 28 mars 2024 de la proposition de revenu autorisé gaz 2025-2029 d'ORES Assets, au travers de sa décision référencée CD-24c28-CWaPE-0890 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 20 février 2025 de la demande de révision du revenu autorisé électricité 2025-2029 d'ORES Assets, au travers de sa décision référencée CD-25b20-CWaPE-1042 ;

Vu l'approbation par la CWaPE le 3 avril 2025 de la demande de révision du revenu autorisé électricité 2025-2029 d'ORES Assets, au travers de sa décision référencée CD-25d03-CWaPE-1056 ;

Vu la demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2025-2029 introduite le 30 avril 2026 par ORES Assets ;

Vu les questions complémentaires posées par la CWaPE en date du 15 juin 2026 relatives à la demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2025-2029 d'ORES Assets ;

Vu les réponses d'ORES Assets aux questions complémentaires de la CWaPE transmises en date du 30 juin 2026 ;

Vu les clarifications complémentaires d'ORES Assets communiquées à la CWaPE lors de la réunion du 3 juillet 2026 ;

Vu la note complémentaire intitulée « Évolution du métier du GRD face aux enjeux de puissance et de flexibilité et besoins en matière de gestion de la relation client », ainsi que les éléments complémentaires relatifs à certains postes de coûts repris dans la demande, transmis à la CWaPE le 22 juillet 2026 ;

Vu la scission du traitement de la demande de révision des revenus autorisés d'ORES en deux volets successifs, le premier, visé par la présente décision, portant sur la période 2026-2029 et le second portant sur l'année 2025, dont le traitement doit être effectué dans le cadre d'une analyse *ex post* ;

Vu les échanges intervenus lors des réunions des 3, 10, 11 et 15 septembre 2026, destinées à examiner les différents postes de la demande, à discuter des éléments justificatifs fournis et à identifier les adaptations susceptibles d'être apportées au dossier ;

Vu les documents complémentaires transmis à la CWaPE le 17 septembre 2026 ;

Vu la note d'analyse de la CWaPE reprenant les principales adaptations attendues de la demande de révision, transmise à ORES le 21 septembre 2026 ;

Vu la demande adaptée de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2026-2029, introduite par ORES le 25 septembre 2026, laquelle porte uniquement sur les budgets des années 2026-2029 ;

Vu les échanges complémentaires intervenus entre le 25 septembre et le 8 octobre 2026, afin de clarifier certains éléments de la demande adaptée et d'assurer la cohérence des informations reprises dans les différents documents transmis ;

Vu la nouvelle demande adaptée de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2026-2029 introduite le 9 octobre 2026 ;

Vu l'engagement d'ORES, formalisé dans ses courriels des 13 et 28 août 2026, de se soumettre à un mécanisme spécifique de contrôle *ex post* de chacun des budgets sollicités et l'engagement de celle-ci de s'y soumettre ;

Considérant qu'ORES justifie sa demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2026-2029, par la survenance de différentes circonstances ayant un impact à la hausse sur les coûts qu'ORES devra exposer au cours des années 2026 à 2029 dans le cadre de la gestion de son réseau ;

Considérant que la demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz de l'année 2025 en raison du caractère prétendument disproportionné des tarifs de distribution appliqués cette année doit être analysée séparément, dans le cadre du contrôle annuel *ex post*, conformément aux articles 138 et suivants de la méthodologie tarifaire ;

Considérant que l'article 60, § 1^{er}, 4°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 permet au gestionnaire de réseau de distribution de demander une révision de son revenu autorisé en cours de période régulatoire, en cas de circonstances exceptionnelles survenant entre l'approbation du revenu autorisé et la fin de la période régulatoire, indépendamment de la volonté du gestionnaire de réseau de distribution, pour autant qu'elles impactent durablement à la hausse ou à la baisse à hauteur au moins de 2 % du revenu autorisé approuvé de l'année au cours de laquelle les circonstances exceptionnelles se sont produites, la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz des années 2026 à 2029 reprise dans la section 5 de la présente décision, que les budgets complémentaires demandés par ORES sont bien justifiés par des circonstances exceptionnelles

indépendantes de la volonté du GRD, qui impactent durablement et significativement à la hausse (seuil fixé à 2 % du revenu autorisé annuel) la situation financière de celui-ci au sens de l'article 15, § 3, du décret du 19 janvier 2017 précité et de l'article 60, § 1^{er}, 4°, de la méthodologie tarifaire ;

Considérant que, globalement, la CWaPE a pu s'assurer que, sur la base des éléments qui lui ont été soumis et qu'elle pouvait raisonnablement contrôler, les budgets demandés paraissaient, à ce stade, raisonnables quant à leur fondement; que, compte tenu de la nature de certains budgets sollicités et des circonstances et hypothèses avancées par ORES pour les justifier *ex ante*, la raisonabilité de certains montants demeure à ce stade ouverte et doit faire l'objet d'un contrôle *ex post* spécifique des coûts réellement exposés par budget sollicité, conformément à la proposition d'ORES de contrôle spécifique;

Considérant que, au vu de l'engagement d'ORES décrit à la section 5.4 de la présente décision et de la possibilité qu'il offre de procéder *ex post* à un contrôle spécifique et complémentaire de la raisonabilité des coûts exposés par ORES en lien avec sa demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2026-2029 d'ORES, la CWaPE considère qu'il est acceptable d'approuver cette demande ;

Considérant, pour le surplus, que la demande de révision est conforme aux principes repris dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 ;

Considérant que, à travers l'engagement décrit à la section 5.4 de la présente décision, ORES reconnaît à la CWaPE le pouvoir de déterminer les modalités de contrôle *ex post* de la raisonabilité des coûts exposés en lien avec la présente demande de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2026-2029 ainsi que les modalités de calcul et de restitution aux utilisateurs du réseau des éventuels soldes positifs entre les montants budgétés dans cette demande et les coûts réellement exposés (rubrique par rubrique) ; que la CWaPE a fixé, de manière non exhaustive, ces modalités aux sections 5.2 et 5.4 de la présente décision;

La CWaPE approuve la demande adaptée de révision des revenus autorisés électricité et gaz 2026-2029 déposée le 9 octobre 2026 par ORES Assets dont une synthèse est reprise à la section 5.3 de la présente décision, sous condition résolutoire qu'ORES respecte effectivement l'engagement pris à travers ses courriels des 13 et 28 août 2026 (complétés par les courriels des 12 et 13 octobre 2026), tels que décrits dans la section 5.4 de la présente décision, et se conforme aux modalités fixées par la CWaPE dans la présente décision, auxquelles renvoie le courriel du 28 août 2026, et à toute autre que la CWaPE déterminera dans le cadre de cet engagement.

7. PROPOSITION TARIFAIRE 2025-2029

La proposition tarifaire adaptée 2026-2029 qui sera introduite par ORES Assets le 5 novembre 2026 devra se baser sur les revenus autorisés révisés des années 2026 à 2029 approuvés à travers la présente décision.

Version publique

8. VOIE 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 de sa notification ou à défaut de notification, à partir de sa publication ou, à défaut de publication, à partir de la prise de connaissance, faire l'objet d'un recours en annulation devant la Cour des marchés visée à l'article 101, § 1^{er}, alinéa 4, du Code judiciaire, statuant comme en référé.

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

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