

Date du document : 27/05/2022

ANNEXE I

Décision CD-22e27-CWaPE-0656

MOTIVATION DU PROJET DE MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ ACTIFS EN RÉGION WALLONNE POUR LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2024-2028

TABLE DES MATIÈRES

<i>Commentaires des articles</i>	5
TITRE I. GÉNÉRALITÉS	6
CHAPITRE 1 – OBJET ET DÉFINITIONS.....	6
CHAPITRE 2 – LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS.....	6
TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ	7
CHAPITRE 1 – LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ.....	7
Section 1 : Le calcul du revenu autorisé.....	7
Section 2 : Les charges nettes opérationnelles.....	8
Section 3 : La marge bénéficiaire équitable.....	10
3.1. Articles 14 à 16	10
3.2. Articles 17 à 27 - Détermination et règles d'évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation et de la plus-value de réévaluation	13
3.3. Articles 28 à 31 - Fixation du pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation	14
3.4. Détermination du pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation.....	30
Section 4 : Le terme « qualité »	31
4.1. Approche suivie pour la sélection des indicateurs de qualité pris en compte pour la fixation du terme « qualité »	32
4.2. Approche suivie pour la fixation des objectifs de qualité	33
4.3. Description des indicateurs de qualité non retenus	34
4.4. Description des indicateurs de qualité retenus et fixation des objectifs de qualité des services.....	36
4.5. Résumé des objectifs et échéanciers	51
4.6. Détermination de l'incitant financier (terme « qualité »).....	53
Section 5 : La quote-part des soldes régulateurs.....	60
CHAPITRE 2 – LES RÈGLES DE DÉTERMINATION ET DE RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ.....	61
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété <i>ex ante</i>	61
1.1. Le revenu autorisé annuel	61
1.2. Les charges nettes opérationnelles.....	61
1.3. La marge bénéficiaire équitable	100
1.4. La quote-part des soldes régulateurs approuvés et affectés	100
1.5. Le terme « qualité ».....	101
Section 2 : Révision du revenu autorisé.....	101
2.1. Révision annuelle.....	101
2.2. Révision ponctuelle	101
CHAPITRE 3 – APPRÉCIATION DU CARACTÈRE RAISONNABLE DU REVENU AUTORISÉ.....	104
CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ	106
TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION	108
CHAPITRE 1 – LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION	108
Section 1 : Généralités	108
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité	108

2.1. Niveau de tension.....	108
2.2. Tarifs de prélèvement	109
2.3. Tarifs d'injection	178
Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz	180
CHAPITRE 2 – LES TARIFS NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION	181
Section 1 : Harmonisation et uniformisation des tarifs non-périodiques (articles 104 à 106)	181
Section 2 : Harmonisation de la description des tarifs non-périodiques (article 100)	183
Section 3 : Justification des tarifs non-périodiques proposés (article 101).....	183
Section 4 : Critères d'application des tarifs non-périodiques (article 102)	183
Section 5 : Indexation (article 103)	183
Section 6 : Liste des prestations ne faisant pas l'objet de tarifs non périodiques (article 107).....	184
CHAPITRE 3 – RÉVISION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON PÉRIODIQUES.....	185
CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION	185
CHAPITRE 5 – LES TARIFS PROVISOIRES	186
CHAPITRE 6 – LE CONTRÔLE DES TARIFS.....	186
TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ	187
CHAPITRE 1 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ	187
Section 1 : Les catégories d'écart.....	187
Section 2 : Détermination et affectation du solde régulateur total annuel	189
CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES	189
TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.....	191
CHAPITRE 1 – LES CHARGES ET TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	192
Section 1 : Les charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité.....	192
Section 2 : Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité	192
2.1. Péréquation tarifaire	192
2.2. Grille tarifaire.....	193
CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	194
CHAPITRE 3 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES	194
CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU SOLDE RÉGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT	195

TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ.....	196
CHAPITRE 1 – LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES	196
Section 1 : Les règles régulatrices.....	196
Section 2 : L’absence de subsidiation croisée et la tenue d’une comptabilité séparée	196
Section 3 : Les rapports des commissaires	196
CHAPITRE 2 – LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉES INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWAPE	196

COMMENTAIRES DES ARTICLES

Projet MT 2024-2028 - Motivation

TITRE I. GÉNÉRALITÉS

CHAPITRE 1 – OBJET ET DÉFINITIONS

Les dispositions du Chapitre 1 « Objet et définitions » du Titre 1 « Généralités » (articles 1 à 3) n'appellent pas de commentaire particulier.

La CWaPE a ainsi décidé de maintenir le principe d'une période régulatoire d'une durée de cinq ans, conformément à l'article 4, § 2, 3°, du décret tarifaire qui prévoit la détermination de la période régulatoire avec un objectif de stabilité.

Les définitions sont, quant à elles, en grande partie identiques à celles contenues dans la méthodologie tarifaire 2019-2023. Les modifications apportées sont les suivantes :

- Suppression des définitions, qui ne sont plus utilisées dans le projet de méthodologie tarifaire : charge nette de base, charge nette de transformation et charges nettes liées aux immobilisations.
- Ajout des définitions de nouveaux termes utilisés dans le projet de méthodologie tarifaire ou permettant de préciser certains termes déjà présents dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 : « capacité de rebours », « énergie active nette prélevée », « plus-value indexation historique », « plus-value de réévaluation », « projet pilote », « rapport qualité », « régime de comptage R1 », « régime de comptage R3 », « RTDE », « RTDG », « solde régulatoire » et « zone résidentielle ».
- La définition de compteurs communicants a, quant à elle, été supprimée car elle est reprise dans le décret électricité tel que modifié par le décret, adopté par le Parlement wallon le 4 mai 2022, modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire.

CHAPITRE 2 – LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS

Les dispositions du Chapitre 2 « Les principes de détermination des tarifs » du Titre 1 « Généralités » (articles 4 à 7) s'inscrivent dans la continuité du principe, prévu par le décret tarifaire (notamment son article 4, § 2, 1°), de l'approbation des tarifs de distribution périodiques et non périodiques en deux phases, en l'explicitant.

Ces dispositions sont identiques à celles de la méthodologie tarifaire 2019-2023 dans la mesure où celles-ci conservent toute leur pertinence et où leur application n'a pas suscité de difficulté particulière.

TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

CHAPITRE 1 – LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ

Section 1 : Le calcul du revenu autorisé

À l'article 8, la CWaPE détermine les éléments constitutifs du revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution et ce, en application de l'article 1^{er}, 2°, du décret tarifaire. Ces éléments constitutifs sont au nombre de quatre, à savoir, les charges nettes opérationnelles, la marge bénéficiaire, le terme « qualité » et la quote-part des soldes réglementaires.

Par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, ne figurent plus parmi les éléments constitutifs du revenu autorisé, les charges nettes relatives aux projets spécifiques.

Pour rappel, l'instauration des projets spécifiques dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 avait comme objectif de permettre aux GRD de bénéficier d'un budget complémentaire afin de mettre en œuvre des projets novateurs, au-delà de leurs activités *Business As Usual*, à condition que ces projets présentent une rentabilité positive à long terme pour les URD.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoyait ainsi deux projets éligibles à un budget complémentaire, à savoir le déploiement des compteurs communicants électricité et gaz et la promotion du gaz naturel.

Depuis juillet 2018, le déploiement des compteurs communicants électricité est encadré par un décret qui régit les segments d'URD qui peuvent bénéficier d'un compteur communicant ainsi que les objectifs à atteindre par les GRD à l'horizon 2029 en termes de nombre de compteurs communicants à placer. Le projet de déploiement des compteurs communicants électricité est dès lors devenu une nouvelle mission à accomplir pour les GRD, indépendamment de la rentabilité de celle-ci.

Le déploiement des compteurs communicants électricité a débuté en janvier 2020 chez ORES et RESA et en 2022 à l'AIEG, l'AIESH et au REW. Le déploiement des compteurs communicants gaz a, quant à lui, débuté en 2021.

Le placement des compteurs communicants devient progressivement une activité « classique/usuelle » pour les GRD au même titre que le placement de compteurs électromécaniques et remplace l'activité de pose des compteurs à budget *payguard* qui ne sont plus fabriqués depuis 2021.

Aussi, étant donné que le projet de déploiement des compteurs communicants ne nécessite plus d'être rentable pour être mis en œuvre et ne nécessite plus un suivi particulier, la CWaPE a considéré que le régime de projet spécifique n'était plus adéquat ni pertinent pour ce projet.

De même, les projets de promotion du gaz naturel menés par ORES et RESA depuis respectivement 2015 et 2017 sont progressivement devenus des activités habituelles des deux GRD gaz et ne

nécessitent plus un suivi particulier. La CWaPE a dès lors également considéré que le régime de projet spécifique n'était plus adéquat ni pertinent pour ce projet.

La suppression du régime des projets spécifiques ne signifie pas pour autant que les GRD wallons ne disposent plus, au cours de la période régulatoire 2024-2028, des moyens financiers nécessaires pour assurer le déploiement des compteurs communicants et la promotion du gaz naturel. En effet, les Facteurs d'Evolution des Coûts (FEC en abrégé) intègrent les coûts estimés du déploiement des compteurs communicants et de la promotion du gaz naturel. Aussi, les coûts des projets de déploiement des compteurs communicants et de promotion du gaz naturel font partie intégrante des coûts contrôlables des années 2024 à 2028 à travers l'ajout du terme « charges nettes relatives au projet spécifiques budget 2023 » et du terme « CNC additionnelles 2024 » dans la formule de détermination du montant maximal des coûts contrôlables de l'année 2024 (article 41 du projet de méthodologie tarifaire).

La suppression du régime des projets spécifiques représente également un allègement de la charge de travail dans le chef des GRD et de la CWaPE ainsi qu'une simplification de la méthodologie tarifaire, ce qui est l'un des objectifs du régulateur.

Pour le surplus, les dispositions restent identiques à la méthodologie tarifaire 2019-2023, dans la mesure où celles-ci conservent toute leur pertinence et où leur application n'a pas suscité de difficulté particulière.

Section 2 : Les charges nettes opérationnelles

Aux articles 9 et 10, la CWaPE définit la notion et les natures comptables des charges nettes opérationnelles et ce, en application de l'article 3, 1°, du décret du 19 janvier 2017.

Les articles 11, 12 et 13 classifient ces charges nettes opérationnelles selon deux catégories, les charges dites contrôlables et les charges dites non contrôlables, en fonction de l'existence ou non d'une possibilité de contrôle direct sur ces charges par le gestionnaire de réseau de distribution.

Par contrôle direct, la CWaPE vise la possibilité dont dispose le GRD de limiter ses coûts et ce, par ses propres décisions, étant entendu que le fait de ne pas maîtriser tous les éléments d'un coût n'empêche pas les GRD de disposer de moyens pour limiter celui-ci. D'un point de vue économique, les coûts sont influencés tant par des facteurs internes que par des circonstances externes issues d'un contexte global non contrôlable dont les acteurs doivent tenir compte pour gérer au mieux leurs activités.

La classification des charges en non contrôlables se justifie dès lors à chaque fois par l'un des deux constats suivants :

- les éléments de coûts sont exclusivement impactés par des facteurs exogènes qui sont en dehors du champ d'influence direct des gestionnaires de réseau de distribution. Sont ainsi visées par ce premier critère : les charges de transit, les charges de réconciliation, les coûts d'achat d'électricité pour la couverture des pertes, les coûts des pensions non capitalisées, les charges relatives à la redevance de voirie, les taxes, surcharges, les charges fiscales liées à l'impôt des sociétés et les cotisations de responsabilisation ;
- il existe un risque de prévisibilité des volumes relatif d'une part, à l'exécution d'obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau par le législateur et d'autre part à ses

achats de pertes en réseau électrique. Sont ainsi visées par ce second critère : les achats et les ventes d'électricité ou de gaz, les achats de certificats verts, et les coûts de réseau liés à l'alimentation de la clientèle propre du GRD ainsi que les achats de gaz SER.

Les coûts liés à la gestion administrative ou technique de coûts non contrôlables ne sont en revanche pas considérés comme des coûts non contrôlables dans la mesure où ils sont directement liés au contrôle des gestionnaires de réseau de distribution et ne rentrent pas dans le cadre de la neutralisation d'un facteur exogène ou d'un risque de prévisibilité de volumes.

Dans la mesure où elles conservent toute leur pertinence et où leur application n'a pas suscité de difficulté particulière, ces dispositions sont similaires à la méthodologie tarifaire 2019-2023, à l'exception des modifications suivantes :

- alors que la méthodologie tarifaire 2019-2023 classait, parmi les charges non contrôlables, l'intégralité de la charge fiscale effectivement due résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur le résultat comptable du GRD, la nouvelle méthodologie précise désormais que seule la charge fiscale (impôt des sociétés) strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable (plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure) est un coût non contrôlable.

Cette modification permet d'éviter que la charge fiscale applicable au *bonus* du GRD ne soit répercutée sur les URD via le solde régulateur.

En effet, lorsque le GRD réalise un *bonus*, cela génère un bénéfice supplémentaire – c'est-à-dire au-delà de la marge bénéficiaire équitable - ainsi qu'une charge fiscale supplémentaire. Celle-ci étant la conséquence directe du contrôle exercé et du gain réalisé par le GRD sur ses coûts contrôlables, elle ne peut par conséquent pas être considérée comme non contrôlable. C'est en effet parce que le GRD dépense finalement moins que le budget de coûts contrôlables qui lui a été initialement octroyé, qu'il dégage un bénéfice additionnel et qu'une charge fiscale supplémentaire est donc due.

Cette situation créée, en outre, un déséquilibre non justifié entre le GRD et les URD puisque ces derniers supportent/paient la charge fiscale supplémentaire applicable sur le *bonus* tandis que le *bonus* revient quant à lui intégralement au GRD. En d'autres termes, le GRD dégage un profit complémentaire (*bonus*) dont l'impact fiscal est pris en charge par les URD. La modification apportée par la CWaPE quant à la définition de la charge fiscale considérée comme non-contrôlable permet de mettre un terme à ce déséquilibre. Ainsi, si le GRD réalise un *bonus*, la charge fiscale applicable au *bonus* est à la charge du GRD.

En cas de *malus*, le résultat du GRD est inférieur à la marge équitable et la charge fiscale effectivement due sera inférieure à la charge fiscale strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable. Dans ce cas, il convient que ce soit la charge fiscale effectivement due qui soit prise en charge par les URD afin d'éviter que ces derniers ne paient une charge fiscale « fictive » en répercutant la charge fiscale applicable à la marge équitable dans les tarifs de distribution. C'est pour cette raison que le projet de méthodologie tarifaire prévoit à l'article 12, 8°, que la charge fiscale strictement applicable à la marge bénéficiaire est plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure ;

- la référence faite aux primes « Quali watt » a été supprimée. Le régime « Quali watt » a en effet pris fin le 1^{er} juillet 2018. Les dernières primes quali watt seront versées par les GRD aux

URD en 2023. Aussi, il n'y a plus lieu de tenir compte de ces charges dans le calcul du revenu autorisé des GRD pour les années 2024 à 2028 ;

- la référence faites aux indemnités résultant du retard de placement des compteurs à budget versées par le GRD aux fournisseurs commerciaux d'électricité et de gaz, a été supprimée de la catégorie des coûts non-contrôlables. En effet, l'intervention forfaitaire prévue en cas de dépassement du délai de 40 jours imposé pour le placement d'un compteur à budget ou l'activation de la fonction de prépaiement¹ n'est due que lorsque ce dépassement est imputable au gestionnaire de réseau et relève donc de sa responsabilité. Cette intervention forfaitaire ne répond donc en réalité pas à la notion de coût non-contrôlable telle qu'explicitée ci-dessus. Il apparaît en outre que considérer cette intervention forfaitaire comme un coût non contrôlable (et donc susceptible d'être répercuté sur l'URD) aurait pour effet de la priver de son pouvoir incitatif au respect du délai réglementaire de 40 jours, puisque le GRD n'assumerait pas les conséquences financières du non-respect de ce délai.

Section 3 : La marge bénéficiaire équitable

Les articles 14 à 31 ont pour objet de décrire la méthode utilisée par la CWaPE pour le calcul de la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés des gestionnaires de réseau de distribution wallons (électricité et gaz) pour la période régulatoire de 2024 à 2028.

Pour rappel, selon l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire, la méthodologie tarifaire doit accorder aux gestionnaires de réseau de distribution une rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permettant « *au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures* » et assurant « *aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme* ».

Toujours selon cette disposition, cette rémunération « *doit répondre aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Les paramètres la définissant, y compris la structure de financement sont fixés conformément aux pratiques d'activités comparables dans les pays limitrophes* ».

3.1. Articles 14 à 16

Les articles 14 à 16 définissent de manière générale la rémunération équitable appelée « marge bénéficiaire équitable », et sa formule de calcul *ex ante* et *ex post*, identique pour tous les GRD.

Une modification est apportée à ces dispositions par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, à savoir l'introduction d'une distinction entre la marge bénéficiaire équitable relative à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation et la marge bénéficiaire équitable relative à la plus-value de réévaluation.

¹ Par les décrets électricité (article 34, § 1er, 3°, c)) et gaz (article 32, § 1er, 3°, c)) ainsi que par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité (article 31, § 5, alinéa 2) et l'arrêté du Gouvernement Wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz (article 34, § 6, alinéa 2).

Alors que la marge bénéficiaire équitable prévue dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 est calculée en multipliant la valeur moyenne de l'ensemble de la base d'actifs régulés du GRD de l'année N (en ce compris, la plus-value de réévaluation) par le pourcentage de rendement autorisé déterminé sur la base de la formule du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), il est désormais prévu que seule la marge bénéficiaire équitable relative à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation soit calculée de cette manière, pour les raisons exposées ci-dessous.

La marge bénéficiaire équitable relative à la plus-value de réévaluation sera, quant à elle, déterminée en multipliant la valeur moyenne de la plus-value de réévaluation de l'année N (budgétée *ex ante* et réelle *ex post*) par un pourcentage de rendement autorisé annuel spécifique qui variera annuellement au cours de la période régulatoire 2024-2028, pour tendre vers 0 à l'horizon 2029. En 2024, ce pourcentage de rendement spécifique sera identique à celui applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation. Il correspondra ensuite à 4/5 du pourcentage applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation en 2025, 3/5 en 2026, 2/5 en 2027 et 1/5 en 2028.

3.1.1. Origine de la plus-value de réévaluation

Les actifs immobilisés (électricité et gaz) de tous les GRD wallons – tout comme les autres GRD belges – ont fait l'objet par le passé d'une réévaluation.

Lors de cette réévaluation, les actifs ont été évalués, pour les GRD électricité :

- soit, selon leur valeur de reconstruction économique au 31 décembre 2001. Cette valeur de reconstruction a été calculée à l'aide des prix unitaires en vigueur pour les éléments de l'inventaire technique ;
- soit, pour les GRD ne disposant pas d'inventaire technique détaillé, sur la base de leur valeur d'acquisition, indexée jusqu'au 31 décembre 2001, de laquelle les amortissements de la valeur indexée ont été déduits.

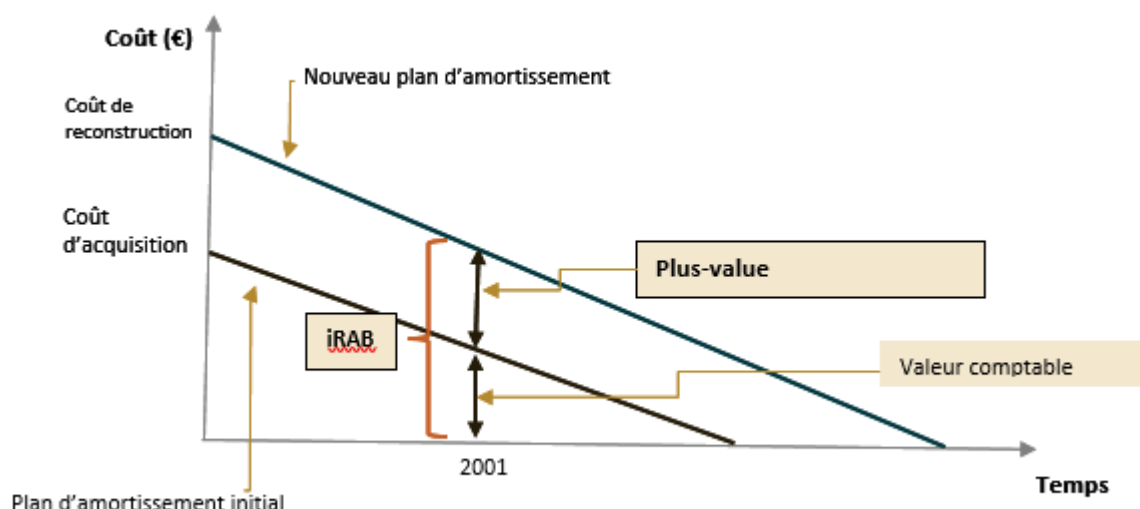
Dans les deux hypothèses, les éventuelles subventions d'investissement reçues sur la même période ont été déduites².

Pour le gaz, la même approche a été suivie, à la date du 31 décembre 2002³.

² Pour plus de détails, notamment sur l'indexation, voir CREG, Lignes directrices relatives à la politique tarifaire et à la marge bénéficiaire équitable en particulier à l'égard des gestionnaires de réseau de distribution électricité : <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Guidelines/Div-Z004FR.pdf>

³ CREG, Lignes directrices (R) 030618-CDC-219 concernant marge bénéficiaire équitable applicable aux entreprises de transport de gaz naturel et aux gestionnaires de réseau de distribution du gaz actifs sur le territoire belge : <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Guidelines/Div-R219FR.pdf>

GRAPHIQUE 1 ÉVALUATION À LA VALEUR DE RECONSTRUCTION ÉCONOMIQUE (SCHÉMA CONCEPTUEL SIMPLIFIÉ)



La différence entre la valeur ainsi réévaluée et la valeur comptable de la base d'actifs au 31/12/2001 (électricité) constitue la plus-value de réévaluation, comme le graphique ci-dessus l'illustre.

Celle-ci est comptabilisée distinctement de la valeur d'acquisition des actifs.

Dans la méthodologie tarifaire 2024-2028, la CWaPE définit la somme de la plus-value iRAB et, le cas échéant, de la plus-value indexation historique comme la plus-value de réévaluation. Cette plus-value indexation historique est une plus-value qui résulte de l'indexation des actifs immobilisés au bilan des intercommunales, indexation qui a eu lieu de 1970 jusqu'en 2001.

La plus-value de réévaluation, jusqu'à présent, fait l'objet d'une rémunération sur la base du pourcentage de rendement autorisé, intégrée dans le revenu autorisé de chaque GRD wallon, au même titre que les actifs régulés.

3.1.2. Absence de justification d'une rémunération de la plus-value de réévaluation

Il ressort de l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire que la rémunération équitable que la méthodologie tarifaire octroie aux GRD, ne concerne que les capitaux investis dans les actifs régulés.

La réévaluation à l'origine des plus-values iRAB et indexation historique constituant une opération purement comptable, elle n'a nécessité, dans les faits, aucun investissement de capitaux pour les financer, contrairement aux actifs régulés.

Or, il apparaît injustifié, selon la CWaPE, d'imposer aux URD de continuer à rémunérer, à travers les tarifs de distribution, des investissements qui n'ont en réalité pas eu lieu. Une telle pratique, à l'origine commune à l'ensemble de la Belgique, apparaîtrait d'ailleurs d'autant plus injustifiée en Région wallonne qu'elle a entre-temps été remise en cause en Flandre et ce, depuis 2021⁴.

⁴ VREG, Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024, disponible sur https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/BESL-2021-33/tariefmethodologie_reguleringsperiode_2021-2024_v4.pdf

Comme le soulignait *Europe Economics* dans son étude pour le VREG⁵, “the task of price regulation is to ensure that the firm recovers no more than the costs it actually incurred”. Etant donné qu’il n’y a pas eu de coûts de financement associés à l’apparition de la plus-value de réévaluation, rien ne justifie que les actionnaires des GRD continuent à toucher une rémunération pour des capitaux qu’ils n’ont pas investis et ce, à charge des URD.

3.1.3. Modification à partir de 2024

À travers la méthodologie tarifaire 2024-2028, la CWaPE souhaite donc corriger l’avantage ainsi versé aux actionnaires des GRD sur la plus-value de réévaluation, en réduisant progressivement le pourcentage de rendement appliqué sur la plus-value de réévaluation, d’un cinquième par an sur la période régulatoire susvisée. À partir de 2029, plus aucune rémunération ne sera perçue par les GRD sur la plus-value de réévaluation.

Cette correction se fera de manière progressive, plutôt qu’en une fois dès 2024, afin d’éviter une réduction brutale de la marge équitable calculée sur la plus-value de réévaluation et de laisser le temps au GRD de s’adapter aux changements dans le flux de *cash flows* perçu sur la plus-value de réévaluation.

Par contre, au cours de la période régulatoire 2024-2028, les GRD pourront continuer à intégrer dans leur revenu autorisé, la désaffectation annuelle de 2% de la plus-value iRAB ainsi que les éventuelles charges de désaffectation de la plus-value indexation historique.

3.2. Articles 17 à 27 - Détermination et règles d’évolution de la base d’actifs régulés hors plus-value de réévaluation et de la plus-value de réévaluation

Les articles 17 à 26 prévoient les règles permettant de déterminer la valeur de la base d’actifs régulés et la valeur de la plus-value de réévaluation à prendre en compte dans le cadre de la formule de calcul de la marge bénéficiaire équitable.

Ex ante, la base d’actifs régulés hors plus-value de réévaluation, la plus-value de réévaluation et leur évolution sur la période régulatoire 2024-2028 sont déterminées sur la base des meilleures estimations du GRD devant correspondre, pour la partie « actifs réseau », aux derniers plans d’adaptation approuvés par la CWaPE.

Ex post, la base d’actifs régulés hors plus-value de réévaluation et la plus-value de réévaluation sont calculées chaque année sur la base des mouvements réels comptabilisés.

Dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2019-2023, le projet de méthodologie tarifaire prévoit que la base d’actifs régulés hors plus-value de réévaluation est composée :

- des immobilisations corporelles liées au réseau déduction, faite des interventions tiers et des subsides ;
- des terrains, bâtiments, installations, machines, outils, mobilier et matériel roulant ;

⁵ Europe Economics, *Cost of Capital calculation for Electricity and Gas DSO’s in Flanders*, 7 February 2020, p. 30.

- des immobilisations en cours ;
- des immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques.

Il est à noter que les autres immobilisations incorporelles (de type Frais de R&D, Goodwill, etc.) sont exclues de la base d'actifs régulés, tout comme les immobilisations financières.

Mis à part la distinction entre la base d'actifs régulés et la plus-value de réévaluation, le mode de calcul de la base d'actifs régulés prise en compte pour le calcul de la marge équitable est identique à celui de la période réglementaire 2019-2023 et correspond à la moyenne de la valeur de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation au 1^{er} janvier et au 31 décembre de chaque année. De même, la valeur de la plus-value de réévaluation prise en compte dans le calcul de la marge équitable correspond à la moyenne de la valeur de la plus-value de réévaluation au 1^{er} janvier et au 31 décembre.

3.3. Articles 28 à 31 - Fixation du pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation

Les articles 28 à 31 sont consacrés au pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation. Comme dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la fixation du pourcentage de rendement autorisé par le projet de méthodologie tarifaire est fondée sur les principes suivants :

- le pourcentage de rendement autorisé est identique pour tous les GRD ;
- le pourcentage de rendement autorisé est identique pour chaque année de la période réglementaire 2024-2028 ;
- la valeur des paramètres définissant le pourcentage de rendement autorisé n'est pas revue *ex post*, ce qui permet de garantir un coût du capital prévisible sur la période réglementaire de cinq ans ;
- le pourcentage de rendement autorisé tient compte du fait que les GRD ne sont pas cotés en bourse et qu'il n'est donc pas possible d'estimer le risque propre (le *beta*), ni le ratio d'endettement de chaque GRD directement ;
- la formule du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) est utilisée pour déterminer le pourcentage de rendement autorisé. Il s'agit en effet de l'approche de référence appliquée en Europe et, plus particulièrement, dans la plupart des pays limitrophes de la Belgique, dans la mesure où, sur les 22 pays ayant répondu à l'enquête du CEER, seuls l'Allemagne, l'Espagne et la Grèce n'utilisent pas le CMPC pour calculer le rendement des opérateurs de réseau. En Belgique, le VREG utilise également le CMPC (et détermine également un CMPC applicable à la plus-value de réévaluation) et BRUGEL a fixé le pourcentage de rendement sur la base du modèle CAPM (Capital Asset Pricing Model). L'approche CMPC tient compte des deux sources de coût de financement du GRD, le capital et la dette, et leur répartition est basée sur une structure de financement normative ;
- le pourcentage de rendement autorisé calculé par la CWaPE est un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) qui ne tient pas compte du régime fiscal du coût du capital et de ses effets sur ce coût de financement. La CWaPE a choisi d'utiliser un CMPC « vanille » (ou *vanilla WACC*),

c'est-à-dire un coût moyen pondéré du capital qui ne tient pas compte des aspects fiscaux de la rémunération. Dans le projet de méthodologie tarifaire, cet aspect fiscal est traité de manière indépendante, dans les charges non-contrôlables ;

Par rapport à la méthodologie tarifaire en vigueur au cours de la période 2019-2023, trois adaptations majeures ont toutefois été apportées par la CWaPE :

- les valeurs des paramètres ont été actualisées ;
- le coût de la dette est fixé sur la base d'une prime de risque normative sur la dette, en référence à un indice d'obligation d'entreprises spécifiques.

La fixation d'une prime de risque normative sur la dette est une évolution naturelle dans la détermination du pourcentage de rendement autorisé. Elle permet d'aligner le coût de la dette des GRD wallons sur les taux de marché, en référence à des indices d'obligations d'entreprises de même nature (secteur des *utilities*), de même niveau de solvabilité (mesuré par le *rating*) et de maturité similaire ;

- la prime de 0,15% de coûts de transaction pour frais d'emprunt – présente dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 - est supprimée.

Ce changement est motivé par la nature de ces frais, qui ne sont pas récurrents. Il y a donc discordance entre le caractère non-récurrent de ces frais d'emprunt et le caractère récurrent annuel de cette prime de 0,15%. La CWaPE estime qu'il n'y a pas de raison de la conserver, sauf s'il est démontré que des frais d'émission sont constamment encourus par les GRD.

Pour le surplus, la formule du pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation dans le projet de méthodologie tarifaire est identique à celle de la méthodologie tarifaire 2019-2023 et est la suivante :

$$CMPC = \frac{E}{E + D} \times k_E + \frac{D}{E + D} \times k_D$$

Avec les paramètres suivants dont les valeurs sont fixées ci-dessous.

TABLEAU 1 PARAMETRES DE LA FORMULE DU CMPC

Composante	Sous composante	Définition
	E	Capitaux propres
	D	Dette
k_D	Coût de la dette $k_D = r_f + d$	
	r_f	Taux sans risque
	d	Prime de risque crédit, compensant le risque de défaut
k_E	Coût des capitaux propres $k_E = r_f + \beta_e (k_m - r_f)$	

	r_f	Taux sans risque
	β_e	Bêta des capitaux propres, couvrant le risque d'exposition au risque de marché d'une activité régulée d'un GRD
	$k_m - r_f$	Prime de risque de marché

TABLEAU 2 CALCUL DU CMPC

Calcul du CMPC	Valeur
Taux sans risque	0,93 %
Prime de risque de crédit	0,77%
Prime de risque de marché	4,3%
Equity <i>beta</i>	0,71
Ratio d'endettement [1]	52,5%
Coût de la dette [2]	1,70%
Coût des fonds propres [3]	3,98%
CMPC [1] × [2] + 1-[1] × [3]	2,784%

3.3.1. Justification du choix des paramètres du pourcentage de rendement autorisé et de leur valeur

La justification du choix des paramètres du pourcentage de rendement autorisé et de leur valeur est exposée ci-dessous, en faisant référence aux pratiques des régulateurs des pays limitrophes, conformément à l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire.

3.3.1.1. Taux sans risque

Le taux sans risque (r_f) est le taux d'intérêt d'un emprunteur sûr, dont la rentabilité est certaine sur une période donnée.

La CWaPE calcule le taux sans risque pris en compte pour le calcul du coût des fonds propres et pour le calcul du coût de la dette, comme la moyenne arithmétique des taux OLO à 10 ans, obligations émises par l'État belge sur la période du 26/03/2012 au 24/03/2022. La plupart des autres régulateurs de l'énergie belges et des pays limitrophes utilisent en effet les obligations d'État comme mesure du taux sans risque⁶.

⁶ Source : décisions des régulateurs européens, disponibles sur leur site Internet et Rapport du CEER, *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021*, 31 January 2022.

TABEAU 3 RÉFÉRENCE DE TAUX SANS RISQUE UTILISÉE PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITROPHES⁷

	Taux sans risque Obligations	Domaine	Période
CREG ⁸	Etat belge	Transport élec. & gaz	2020-2023
BRUGEL	Etat belge	Distribution élec. & gaz	2020-2024
VREG	75% Etat belge 25% Etat allemand	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	50% Etat néerlandais 50% Etat allemand	Distribution élec. & gaz	2022-2026
Ofgem	Etat britannique	Distribution élec. & gaz	2021-2026
CRE	Etat français	Distribution élec. Distribution de gaz	2021-2024 2020-2023
BNetzA ⁹	Etat allemand	Distribution élec. & gaz	2019-2024
ILR ¹⁰	Pas spécifié	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

Le graphique 2 illustre l'évolution des taux OLO sur 2007-2022.

Ce taux, pour la période régulatoire 2024-2028 est de 0,93%.

La CWaPE a conservé le choix d'une moyenne historique de 10 ans en vue d'assurer une cohérence avec l'approche appliquée pour la période régulatoire 2019-2023. Cette approche, suivie sur plusieurs périodes tarifaires, permet de tenir compte de et de conserver l'évolution des taux OLO (cf. graphique ci-dessous). Ainsi, par exemple, cette logique permet de tenir compte d'une hausse des taux sur une période régulatoire en la répercutant dans le taux sans risque de la période suivante.

Cette approche de longue période permet de limiter l'impact de la volatilité des taux et de sécuriser le rendement garanti en période de taux bas (une moyenne de 10 ans donne 0,93%, une moyenne de 5 ans donne 0,30%, une moyenne de 2 ans donne un taux sans risque négatif de -0,01% - cf. graphique 3).

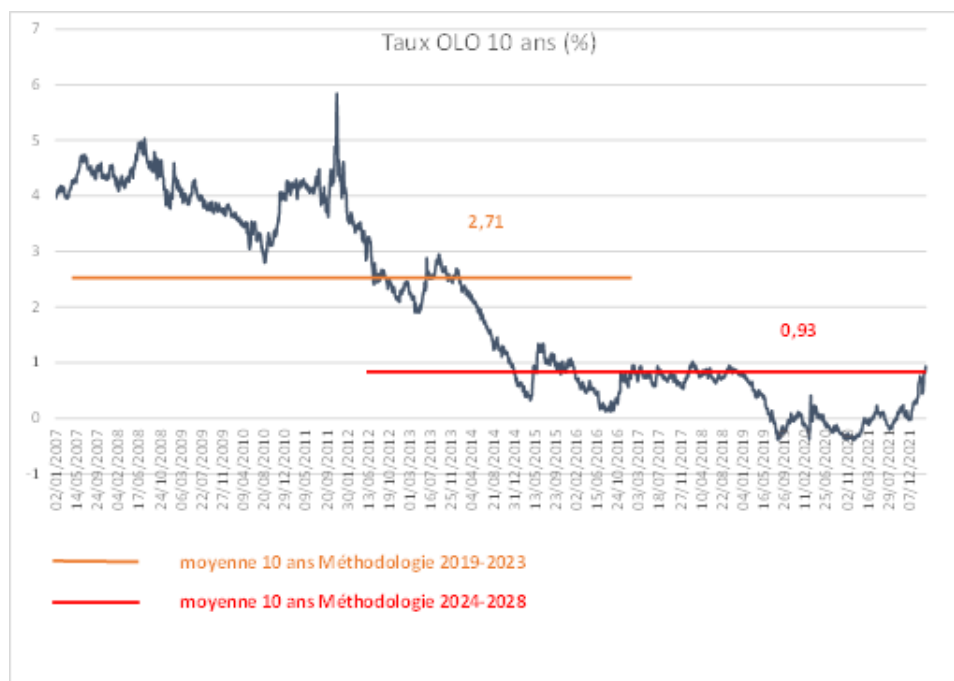
⁷ En Allemagne, il n'y a pas de coût de la dette fixé pour la distribution d'électricité et de gaz ; le régulateur allemand n'utilise pas un WACC complet mais un « Cost of equity ».

⁸ La CREG vient de clôturer ses consultations (électricité et gaz) pour la période tarifaire 2024-2027. Les paramètres du taux de rendement sont présentés dans ses deux projets d'arrêt.

⁹ Bundesnetzagentur.

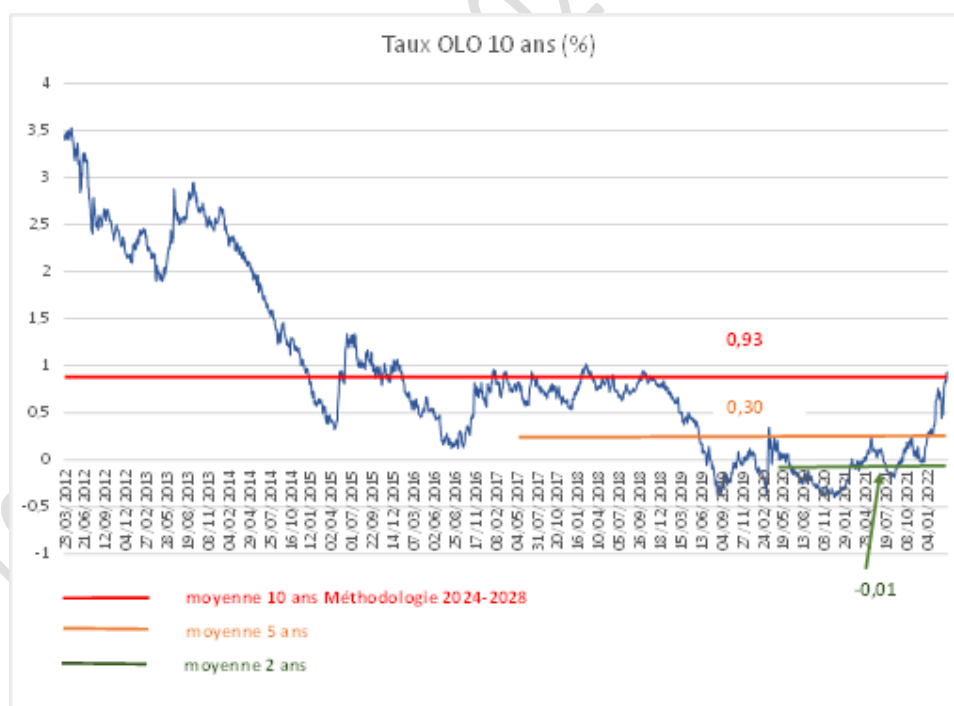
¹⁰ Institut Luxembourgeois de Régulation.

GRAPHIQUE 2 TAUX OLO 10 ANS (MÉTHODOLOGIES TARIFAIRES 2019-2023 ET 2024-2028)



Source : Banque nationale de Belgique, calcul CWaPE

GRAPHIQUE 3 TAUX OLO 10 ANS (MOYENNE DE 10 ANS, 5 ANS ET 2 ANS)



Source : Banque nationale de Belgique, calcul CWaPE

3.3.1.2. Coût de la dette

Le calcul du coût de la dette est basé sur le taux sans risque auquel on ajoute une prime de risque. Compte tenu des pratiques couramment répandues dans les autres régions du pays et dans les pays limitrophes, la CWaPE est d'avis d'appliquer une prime de risque de dette déterminée sur une base normative¹¹.

Il s'établit donc à 1,70% soit 0,93% (taux sans risque) plus 0,77% (prime de risque sur la dette) pour chaque année de la période réglementaire 2024-2028.

La CWaPE a estimé la prime de risque de dette de 0,77% en référence à un index composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de *rating* BBB+/BBB-¹², index Bloomberg IGEEUB10.

L'évolution du spread sur les OLO 10 ans sur la période de 10 ans 2012-2022 est présentée ci-dessous et la moyenne de ce spread est de 0,77%. La CWaPE retient cette valeur comme prime de risque sur la dette pour la période 2024-2028.

Cette approche de longue période permet de limiter l'impact de la volatilité des taux et de sécuriser le coût de la dette en période de taux bas (une moyenne de 10 ans de l'index Bloomberg IGEEUB10 donne 1,70% (26/03/2012-24/03/2022), une moyenne de 5 ans (27/03/2017-24/03/2022) donne 1,03%, une moyenne de 2 ans (25/03/2020-24/03/2022) donne 0,69%). Cette approche est également plus avantageuse pour le GRD que l'utilisation d'un taux pour les anciennes dettes et d'un autre taux pour les nouveaux emprunts tel que d'autres régulateurs le pratiquent¹³.

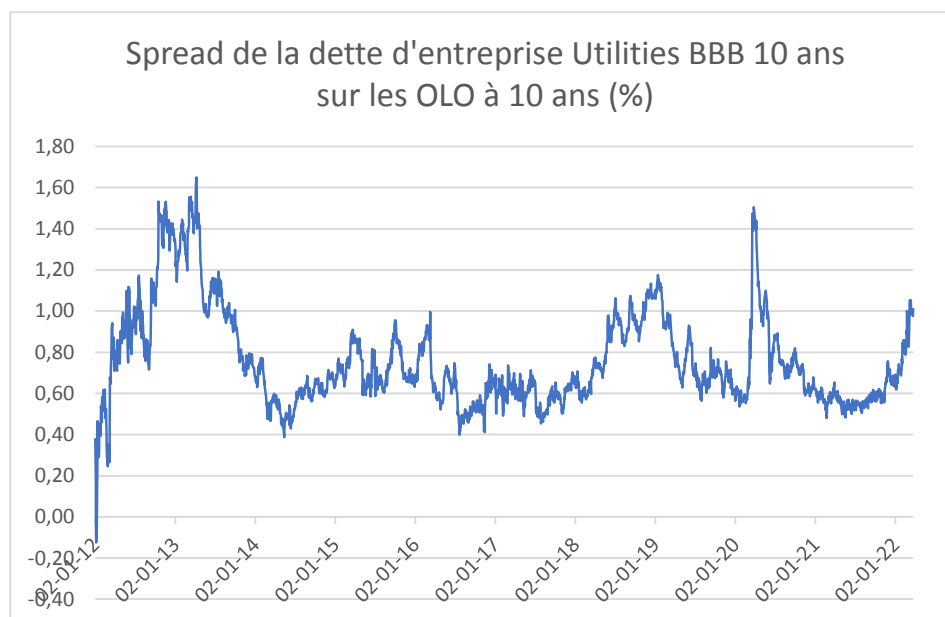
L'utilisation d'un index Utilities d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de *rating* A aurait pu être justifié (la moyenne de ce spread sur les OLO 10 ans est de 0,45%), RESA ayant un *rating* A2 chez Moody's, depuis 2016 et Fluvius ayant un *rating* A3 chez Moody's, depuis décembre 2016 ; A1 auparavant. Toutefois, la CWaPE a retenu l'index composite « utilities » d'obligations d'entreprises de maturité de 10 ans et de *rating* BBB+/BBB- pour cette période, cohérent avec le *rating* de la majorité des entreprises de l'échantillon utilisé pour le calcul du *beta*.

¹¹ Décisions des régulateurs, disponibles sur leur site Internet et Rapport du CEER, Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021, 31 January 2022.

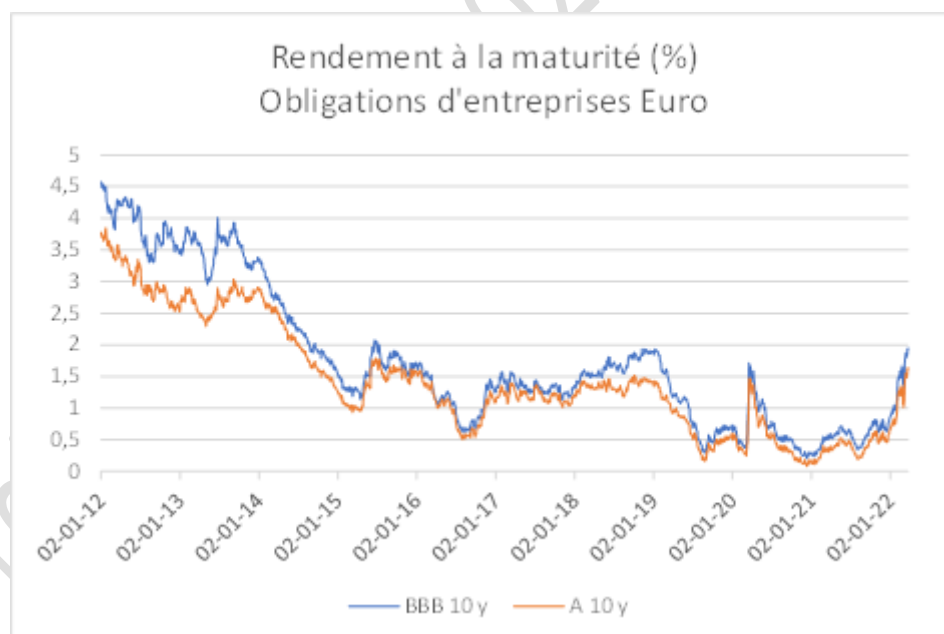
¹² Index Bloomberg IGEEUB10, également utilisé par le régulateur hollandais ACM lors de la précédente période réglementaire. Depuis, elle utilise l'index Bloomberg C58310Y, index composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de *rating* A. Le VREG utilise aussi un index Reuters composite « utilities » d'obligations d'entreprise de maturité 10 ans et de *rating* A.

¹³ Le VREG et ACM utilisent des taux différents, un pour les anciens emprunts, un pour les nouveaux. ACM utilise, pour la période 2022-2026, une moyenne historique de 3 ans (2008-2020) d'un index composite « utilities » d'obligations d'entreprises de maturité 10 ans et de *rating* A pour les nouveaux emprunts.

GRAPHIQUE 4 SPREAD DU TAUX À DIX ANS DES OBLIGATIONS CORPORATE UTILITIES BBB SUR LES OBLIGATIONS OLO 10 ANS



GRAPHIQUE 5 OBLIGATIONS CORPORATE « UTILITIES » INVESTMENT GRADE DE RATING A ET BBB SUR 2012-2022



À titre de vérification, la CWaPE a comparé les primes de risques sur la dette utilisées par les régulateurs belges et des pays limitrophes. La prime de risque estimée par la CWaPE se trouve dans la fourchette (0,7%-1,17%).

TABLEAU 4 PRIME DE RISQUE DE LA DETTE UTILISÉE PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITROPHES¹⁴

	Prime de risque de la dette ¹⁵	Domaine	Période
CREG	0,70%	Transport élec. & gaz	2020-2023
BRUGEL	1,00%	Distribution élec. & gaz	2020-2024
VREG	0,84%	Distribution élec. & gaz	2021-2024 ¹⁶
ACM	1,17%	Distribution élec. & gaz	2022-2026 ¹⁷
Ofgem	Pas directement comparable	Distribution élec. & gaz	2021-2026 ¹⁸
CRE	0,90%	Distribution de gaz	2020-2023 ¹⁹
ILR	Pas spécifié	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

À noter que pour les régulateurs repris dans le tableau ci-dessus, le coût de la dette est un coût de la dette normatif, à l'exception de BRUGEL qui se base le dernier spread connu du GRD résultant de son émission obligataire du 23 mai 2013. Pour l'ILR, cela n'est pas spécifié dans leur décision.

3.3.1.3. Coûts des fonds propres

Le calcul du coût des fonds propres est basé sur le modèle MEDAF (« Modèle d'évaluation des actifs financiers ») ou CAPM (« Capital Asset Pricing Model ») qui exprime que le coût des fonds propres d'une entreprise est la résultante du taux sans risque auquel on ajoute une prime de risque. La prime de risque dépend du risque systématique de l'entreprise, défini par le paramètre *beta* et la prime de risque marché.

¹⁴ En Allemagne, il n'y a pas de coût de la dette fixé pour la distribution d'électricité et de gaz ; le régulateur allemand n'utilise pas un WACC complet mais un « *Cost of equity* ». En France, la CRE applique aussi un *Cost of equity* pour la distribution d'électricité.

¹⁵ La CREG et BRUGEL ne fixent pas un coût de la dette en tant que tel, mais considèrent une structure financière optimale Fonds propres/Dette ; les fonds propres au-delà de cette structure optimale sont rémunérés au taux sans risque plus la prime mentionnée dans le tableau.

¹⁶ Valeur moyenne.

¹⁷ Valeur moyenne.

¹⁸ Le WACC fixé par Ofgem est un WACC réel et pas nominal, ce qui ne permet pas une comparaison directe.

¹⁹ Pour la distribution d'électricité, la CRE n'applique pas de CMPC.

3.3.1.4. Beta

Le *beta* est calculé comme la covariance de la valeur de l'action de la firme relativement à la valeur d'un panier d'actions représentant le marché. Il mesure la corrélation entre l'action de l'entreprise et le marché comme un tout. Une firme avec un *beta* supérieur à 1 est plus risquée que le marché considéré dans son ensemble et, inversement, une firme avec un *beta* inférieur à 1 est moins risquée.

Les GRD wallons n'étant pas cotés en bourse, il n'est pas possible de mesurer le risque spécifique de chaque GRD wallon directement et de calculer leur *beta*.

Par conséquent, le risque systématique d'un GRD wallon a été estimé en utilisant un groupe d'entreprises comparables (entreprises de réseau d'énergie européennes, identiques à celles prises en compte pour 2019-2023) qui sont cotées en bourse. Cette approche (utiliser un groupe d'entreprises comparables cotées en bourse) est une approche qui est aussi utilisée par d'autres régulateurs lorsque la société n'est pas cotée en bourse (ACM, VREG).

Plus précisément, la CWaPE a utilisé les données de ces sociétés relatives aux années 2017 à 2021. Le *beta* ajusté a été estimé par régression (covariance/variance) de la valeur de l'action de ces sociétés sur la valeur de leur indice de référence, sur la base des données journalières de Bloomberg, ajusté selon la méthode de Blume pour compenser le risque d'erreur d'estimation. Cette approche s'inscrit dans la continuité de la méthodologie utilisée par la CWaPE pour calculer le *beta* du CMPC 2019-2023.

Comme pour le *beta* du CMPC 2019-2023, le *beta* calculé est un *equity beta* qui n'a pas été converti selon la formule standard pour tenir compte de l'effet du taux de taxation (en calculant un *asset beta* puis en tenant compte du *gearing* et du taux de taxation appliqué dans la formule du CMPC), étant donné que la CWaPE a choisi un WACC vanille qui ne tient pas compte des avantages fiscaux dans la détermination du coût du capital des GRD wallons.

TABEAU 5 ÉCHANTILLON DE SOCIÉTÉS PRÉSENTANT DES RISQUES COMPARABLES

Société	Pays	Activité	Période 2017-2021
Elia System Operator SA/NV	Belgique	Transport d'électricité	0,65
REN - Redes Energeticas Nacion	Portugal	Transport d'électricité	0,69
Hera SpA	Italie	Distribution de gaz	0,81
National Grid PLC	Royaume-Uni	Réseaux divers	0,74
Red Electrica Corp SA	Espagne	Transport d'électricité	0,62
Enagas SA	Espagne	Transport de gaz	0,75
Snam SpA	Italie	Transport et distribution de gaz	0,84
Acsm - Agam SpA	Italie	Distribution de gaz	0,53
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italie	Transport d'électricité	0,77
Moyenne Betas			0,71

source : Bloomberg

À titre de vérification, la CWaPE a comparé les *betas* utilisés par les régulateurs belges et des pays limitrophes. Le *beta* estimé par la CWaPE se trouve dans le milieu de fourchette (0,63-0,83) des valeurs utilisées par les autres régulateurs.

TABLEAU 6 BETA UTILISÉ PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITROPHES

	Beta	Domaine	Période
CREG	0,53 0,65	Transport d'élec. Transport de gaz	2020-2023
BRUGEL	0,70	Distribution élec. & gaz	2020-2024
VREG	0,83	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	0,63	Distribution élec. & gaz	2022-2026
Ofgem	0,76	Distribution élec. & gaz	2021-2026
CRE	0,83	Distribution de gaz	2020-2023
BNetzA	0,83	Distribution élec. & gaz	2019-2024
ILR	Pas spécifié	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

Comme dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, le *beta* retenu par la CWaPE est identique pour les activités de distribution d'électricité et de gaz, dans la mesure où il n'y a pas de raison de penser qu'elles présentent un risque différent l'une de l'autre, ni que le risque volume ou de transition énergétique vont modifier le *beta* de l'activité de distribution d'électricité et de gaz en Région Wallonne, pour la prochaine période régulatoire²⁰. La CWaPE relève, au contraire, que :

- le risque volume est entièrement supporté par les URD et non le GRD ; si les volumes diminuent, les tarifs augmentent ;
- le risque d'investissement lié à la transition énergétique est notamment pris en compte via le facteur d'évolution des coûts, qui est un facteur qui tient justement compte des coûts liés à la transition énergétique ;
- le risque de *stranded assets* lié à un potentiel *phase out* du gaz en 2050 est encore relativement lointain et rien n'a encore été décidé à ce sujet ; ce risque n'est pas un risque qui est un risque pris en compte dans le *beta*, mais par d'autres instruments que le CMPC ;
- déjà en 2016, *The Brattle Group*, dans son analyse pour le VREG, ne recommandait pas l'utilisation d'un *beta* séparé pour la distribution du gaz et de l'électricité²¹ ;
- dans la pratique, les régulateurs belges et des pays limitrophes utilisent le même *beta* pour la distribution d'électricité et de gaz.

²⁰ The Brattle Group, dans une étude pour ACM, arrive à cette conclusion (The WACC for the Dutch Gas TSO, 27 July 2020). Un échantillon de sociétés actives dans le transport et la distribution d'électricité et de gaz sont utilisées pour estimer le *beta* de l'opérateur du réseau de transport de gaz aux Pays-Bas.

²¹ The Brattle Group, The Cost of Capital for DSO's, Review of VREG's methodology, 11 mars 2016.

3.3.1.5. Prime de risque de marché

La prime de risque marché (km-rf) correspond à la différence entre l'espérance de rendement sur le marché et le taux d'intérêt sans risque.

La CWaPE a estimé que la prime de risque marché au-dessus des obligations d'Etat est de 4,3%.

Pour ce faire, la CWaPE a retenu les options suivantes :

- elle a utilisé une estimation basée sur une moyenne historique plutôt qu'une approche future.

Cette approche « forward looking » n'est en effet pas utilisée pour la régulation des GRT et GRD belges et des pays limitrophes, notamment à cause des valeurs très volatiles des estimations « forward looking ».

En outre, l'approche historique pour la prime de risque marché est en adéquation avec l'approche historique de la fixation du taux sans risque. La prime historique a pour avantage d'une part, de donner une référence stable de prime de risque marché et d'autre part, de tenir compte de l'actualité financière ;

- la CWaPE a fait le choix d'utiliser la moyenne historique arithmétique plutôt qu'une moyenne géométrique ; à noter que la prime de risque basée sur la moyenne géométrique est nettement inférieure à la moyenne arithmétique²² ;
- les primes de risque historiques étant calculées par divers organismes financiers, la CWaPE a basé son estimation de 4,3% sur une série de données historiques compilées par deux professeurs de la *London Business School*, Elroy Dimson et Paul Marsh, et le directeur du *London Share Price Database*, Mike Staunton. Cette série de données est mise à jour annuellement. Dans la continuité de la méthodologie 2019-2023, la même série a été utilisée avec la mise à jour la plus récente²³.

D'autres régulateurs européens utilisent cette source. Pour ces raisons et pour maintenir la cohérence avec la période régulatoire 2019-2023, la CWaPE a fait le choix de conserver l'approche de moyenne arithmétique d'une série historique de long terme pour la Belgique et la source de Dimson, Marsh & Staunton afin de calculer la prime de risque marché pour 2024-2028²⁴.

La série de données historiques consiste dans les primes de risque marché historiques belges (1900-2021). La valeur de la prime de risque marché moyenne arithmétique est de 4,3% pour la période 2024-2028, identique à celle utilisée pour la période régulatoire 2019-2023, comme l'illustre le tableau ci-dessous.

²² À noter qu'il n'y a pas de consensus sur le choix à opérer entre les deux moyennes.

²³ Dimson, Marsh, Staunton, *Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2022*, Credit Suisse Research Institute.

²⁴ Le VREG, ACM, la CREG, notamment, ont utilisé cette référence pour fixer la prime de risque marché.

TABLEAU 7 PRIME DE RISQUE MARCHÉ SUR LES OBLIGATIONS D'ÉTAT - BELGIQUE

Belgique	Prime de risque marché Moyenne géométr.	Prime de risque marché Moyenne arithm.	Période réglementaire
Moyenne 1900-2016	2,2%	4,3%	2019-2023
Moyenne 1900-2021	2,2%	4,3%	2024-2028

Source : Dimson, Marsh, Staunton

Le tableau ci-dessous illustre les estimations de prime de risque de Dimson, Marsh, Staunton pour la Belgique, l'Europe et le monde, qui présentent des valeurs très proches.

TABLEAU 8 PRIME DE RISQUE MARCHÉ SUR LES OBLIGATIONS D'ÉTAT – BELGIQUE, EUROPE, MONDE

1900-2021	Prime de risque marché Moyenne géométr.	Prime de risque marché Moyenne arithm.
Belgique	2,2%	4,3%
Europe	2,9%	4,2%
Monde	3,2%	4,4%

Source : Dimson, Marsh, Staunton

Il en ressort que le choix d'une prime de risque marché « Europe » (4,2% au lieu de 4,3% pour la Belgique) n'aurait pas fondamentalement changé le coût des fonds propres. La CWaPE est donc d'avis de fixer la prime de risque du marché, comme la moyenne arithmétique de primes de marché belge sur la période 1900-2021 calculées en 2022 par Dimson, Marsh, Staunton, soit 4,3%.

La CWaPE a également comparé les primes de risques utilisées par les régulateurs des pays limitrophes. La prime de risque estimée par la CWaPE se trouve dans le milieu de fourchette (3,5%-5,2%) des valeurs utilisées par les autres régulateurs. À noter que Ofgem ne figure pas dans le tableau car le régulateur anglais n'utilise plus d'estimation de prime de risque marché en tant que telle pour la période réglementaire s'étendant de 2021 à 2026²⁵.

²⁵ Le régulateur anglais a déterminé le coût des fonds propres sur la base d'une estimation du « Total Market Return » et pas d'une prime de risque marché calculée.

TABLEAU 9 PRIME DE RISQUE MARCHÉ UTILISÉE PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITROPHES

	Prime de risque marché	Domaine	Période
CREG	3,50%	Transport élec. & gaz	2020-2023
BRUGEL	4,50%	Distribution élec. & gaz	2020-2024
VREG	4,81%	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	5,00%	Distribution élec & gaz	2022-2026
Ofgem	Pas directement comparable	Distribution élec. & gaz	2021-2026
CRE	5,20%	Distribution élec. Distribution de gaz	2021-2024 2020-2023
BNetza ²⁶	3,70%	Distribution élec. Distribution de gaz	2024-2028 2023-2027
ILR	Pas spécifié	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

3.3.1.6. Ratio d'endettement

Le ratio d'endettement ou *gearing* ($D/D+E$ ²⁷) définit la part de financement des actifs régulés par de l'endettement dans le coût du capital.

Ce ratio est fondamental dans la fixation de la valeur du CMPC et les autres paramètres doivent se définir en cohérence avec ce ratio. La fixation d'un *gearing* très élevé implique en effet de fixer un coût de la dette élevé également. Plus une société est endettée, plus le risque augmente pour les créanciers (banques ou investisseurs institutionnels) et plus ceux-ci demanderont un taux d'intérêt élevé.

Ce ratio définit une structure optimale des coûts de financement de l'entreprise qui permet de rémunérer les actionnaires, d'une part, et les créanciers, d'autre part.

Dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE définit un ratio d'endettement déterminé sur une base normative et fixe le ratio d'endettement à 52,5%. La CWaPE n'a pas fait le choix de fixer le CMPC sur la base du *gearing* réel de chaque GRD dans la mesure où il y a de grandes disparités entre les GRD wallons, ce qui aurait conduit à fixer des CMPC très différents entre GRD.

Cette méthode normative se base sur une répartition déterminée par le régulateur, correspondant aux bonnes pratiques de marché. Elle présente l'avantage d'inciter les gestionnaires de réseau à

²⁶ Le régulateur allemand accorde une surprime de 0,395%, ce qui porte le coût des fonds propres à 4,13%. Il réduit toutefois le coût des fonds propres appliqué sur les actifs datant d'avant 2006 ; ce coût est fixé à 2,86%.

²⁷ D = Debt pour dettes, E = Equity pour fonds propres.

optimiser les taux d'emprunt contractés et à tendre vers une structure de financement optimale, tout en leur laissant la liberté du choix du financement de leur activité, sans impact pour l'URD.

Ce choix est motivé par plusieurs facteurs :

- la dernière publication de Moody's pour les entreprises régulées électricité et gaz²⁸, qui préconise un ratio d'endettement compris entre 45% et 55% pour des entreprises ayant un *rating* équivalent aux entreprises de l'échantillon présentant un risque similaire (*rating* Baa (Moody's), équivalent à BBB (Standard and Poor's)), comme présenté dans le tableau ci-dessous. Le coût de la dette normatif est basé sur un index « Utilities » de *rating* BBB et il est donc cohérent de retenir la même référence de *rating* pour le ratio d'endettement ;
- la cohérence dans la formule du CMPC : le *beta* est calculé par la CWaPE sur la base d'un échantillon d'entreprises présentant des risques comparables qui ont chacune un *rating*, BBB pour la plupart²⁹. Afin de vérifier la cohérence dans la formule du CMPC (l'utilisation d'un ratio d'endettement cohérent avec l'échantillon d'entreprises présentant des risques comparables), la CWaPE se réfère à une étude préparée par *The Brattle Group* pour le régulateur hollandais de l'énergie, ACM, qui reprend une bonne partie des entreprises de l'échantillon utilisé par la CWaPE.

TABLEAU 10 ÉCHANTILLON DE SOCIÉTÉS PRÉSENTANT DES RISQUES COMPARABLES UTILISÉ PAR ACM

Entreprises de réseau européennes	Pays	Rating	Ratio D/A*
Snam	Italie	BBB+	46,53%
Terna Rete Elettrica Nazionale	Italie	BBB+	42,34%
Red Electrica	Espagne	A-	45,48%
REN - Redes Energeticas Nacionales	Portugal	BBB	63,56%
Enagas	Espagne	BBB+	47,77%
Elia Group	Belgique	BBB+	49,97%
Moyenne			49,28%

*D/A = Dette/Actif

Source : Brattle, op. cit, p. 29

Enfin, à titre d'illustration, le tableau 10 présente le ratio d'endettement utilisé par les régulateurs dans les autres pays européens. Le ratio d'endettement proposé par la CWaPE se situe dans le milieu de la fourchette (42,25%-60%).

²⁸ Moody's (23 juin 2017), *Rating methodology Regulated Electric and Gas Networks*, p. 22.

²⁹ Brattle Group (9 août 2021), *The WACC for drinking water companies in the Netherlands*, préparé pour le régulateur hollandais de l'énergie ACM, p. 28.

TABLEAU 11 RATIO D'ENDETTEMENT UTILISÉ PAR LES RÉGULATEURS BELGES ET DES PAYS LIMITOPHES

	Ratio d'endettement (D/D+E)	Domaine	Période
VREG	60%	Distribution élec. & gaz	2021-2024
ACM	45,25%	Distribution élec & gaz	2022-2026
Ofgem	55% / 60%	Distribution élec / gaz	2021-2026
CRE	50%	Distribution de gaz	2020-2023
ILR	50%	Distribution élec. & gaz	2021-2024

Source : décisions des régulateurs

À noter que la CREG et BRUGEL – s'ils n'utilisent pas un CMPC complet – dans leur méthodologie incitent à adopter une structure financière déterminée, basée sur un ratio fonds propres sur RAB de 40%, estimant donc que la structure normative de financement externe de la base d'actifs régulés est de 60%. Le régulateur allemand, s'il ne fixe pas un CMPC, utilise un ratio d'endettement de 60% pour déterminer le *beta* du coût des fonds propres.

3.3.2. Conclusion : stabilité, prévisibilité, suffisance et conformité aux attentes du marché de la marge bénéficiaire équitable

Conformément à l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire, la méthodologie tarifaire doit accorder aux gestionnaires de réseau de distribution une rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés :

- permettant « au gestionnaire de réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de ses activités, le renouvellement et le développement des infrastructures » ;
- assurant « aux associés ayant investi dans le réseau de distribution un taux de rendement stable et suffisant afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme » ;
- répondant « aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable ».

La marge bénéficiaire équitable prévue dans le projet de méthodologie tarifaire répond à ces différentes exigences. La CWaPE a en effet veillé à ce que la rémunération prévue par le projet de méthodologie tarifaire :

1° soit suffisante pour permettre au GRD d'accéder aux différentes sources de financement de ses activités, de manière à pouvoir réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions.

La marge bénéficiaire équitable consiste en effet en l'octroi d'un pourcentage de rendement autorisé (prenant en compte à la fois le coût des fonds propres et le coût de la dette) sur tout actif immobilisé, qu'il soit historique ou résulte d'un nouvel investissement.

Le GRD dispose donc bien, grâce à la marge bénéficiaire équitable, de la possibilité d'accéder aux différentes sources de financement nécessaires pour réaliser ses investissements puisque :

- il a la garantie, pour chaque nouvel investissement, d'obtenir un pourcentage de rendement rendant possible à la fois la rémunération des fonds propres et le remboursement des dettes du GRD ;
- la CWaPE s'est assurée, lors de la fixation du pourcentage de rendement autorisé, que celui-ci soit cohérent par rapport aux attentes actuelles du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable ;
- la méthodologie tarifaire garantit que la marge bénéficiaire équitable soit couverte par les tarifs de distribution (avec une stabilité des revenus régulés car le GRD ne supporte pas le risque sur les volumes).

2° permette aux actionnaires du GRD ayant investi dans le réseau d'obtenir un taux de rendement stable et suffisant.

Le projet de méthodologie tarifaire assure un taux de rendement stable et suffisant aux actionnaires dans la mesure où :

- ce taux est garanti pour cinq ans (la période régulatoire 2024-2028), ce qui est donc comparable à un taux fixe ;
- la marge bénéficiaire équitable est appliquée aussi bien aux investissements réalisés en cours de période régulatoire qu'à ceux qui ont été financés par le passé (et n'ont pas encore été amortis) ;
- ce taux n'est pas revu *ex post*, sauf en cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de la volonté des gestionnaires de réseau de distribution susceptibles d'avoir un impact significatif sur leur situation financière (article 52 de la méthodologie), ce qui renforce le caractère de stabilité du taux de rendement ;
- les paramètres utilisés pour déterminer le taux de rendement sont basés sur des valeurs de marché et le calcul est conforme aux meilleures pratiques financières.

3° soit cohérente par rapport aux attentes du marché pour des activités présentant un risque comparable.

Le projet de méthodologie tarifaire répond aux attentes du marché pour des activités présentant un profil de risque comparable. Pour ce faire, des données de marché ont été utilisées pour définir les composantes du CMPC :

- le projet de méthodologie tarifaire a défini un coût de la dette basé sur les attentes du marché, par le choix d'un index composite Bloomberg « Utilities » de *rating* BBB (donc des activités présentant un profil de risque comparable). Comme pour le taux sans risque une moyenne historique de 10 ans a été retenue afin de tenir compte du contexte de taux bas.

À noter qu'un des GRD wallons a un *rating* et que celui-ci est meilleur que celui de l'index, ce qui signifie qu'il est estimé que son risque de défaut est inférieur. Son coût de la dette pourrait être inférieur au coût de la dette « utilities BBB » ;

- Le projet de Méthodologie tarifaire a défini un coût des fonds propres basé sur les attentes de marché par le choix des données de marché suivantes :
 - le taux sans risque est basé sur les OLOs ; il s'agit bien des attentes du marché pour le fait de prêter à l'Etat belge dont le risque de défaut est considéré comme extrêmement faible ;
 - le *beta* a été calculé sur la base d'un échantillon de sociétés cotées exerçant des activités présentant un profil de risque comparable ; les GRD wallons n'étant pas cotés en bourse. Il s'agit bien des attentes du marché quant à la volatilité de ces titres par rapport à leur marché ;
 - la prime de risque marché est, elle aussi, basée sur des données de marché.
- enfin, le projet de méthodologie tarifaire a défini un rapport fonds propres / fonds empruntés optimal basé sur des sociétés présentant des risques comparables et qui a été établi à partir de valeurs de marché.

Ces éléments conduisent à conclure que le projet de méthodologie tarifaire est bien conforme à l'article 4, § 2, 8°, du décret tarifaire.

3.4. Détermination du pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation

Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation est établi à partir du pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation auquel un ratio est appliqué. Le tableau suivant montre de quelle manière les pourcentages de rendement autorisés applicables à la plus-value de réévaluation ont été déterminés.

TABLEAU 12

	Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV de réévaluation	Pourcentage de rendement applicable à la PV de réévaluation
2024	2,784%	100% X 2,784% = 2,784%
2025	2,784%	80% X 2,784% = 2,227%
2026	2,784%	60% X 2,784% = 1,670%
2027	2,784%	40% X 2,784% = 1,114%
2028	2,784%	20% X 2,784% = 0,557%

Section 4 : Le terme « qualité »

Par cette section du projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, combinée aux articles 127 à 131 (ex post), la CWaPE définit et fixe la valeur du terme « qualité », à savoir l'incitant financier reflétant le niveau de qualité des services offerts par le gestionnaire de réseau de distribution relatif à certains indicateurs de qualité identifiés.

Une méthodologie tarifaire « *revenue-cap* » qui fixe un plafond aux coûts contrôlables et un incitant à la maîtrise des coûts peut en effet entraîner certains risques/dérives tels qu'une diminution de la qualité de services rendus aux URD et ce, afin de réduire les coûts et de générer un *bonus* dans le chef du GRD. Afin de maîtriser ce risque, la CWaPE entend dès lors tenir compte, dans la détermination du revenu autorisé 2024-2028 (donc *in fine* dans les tarifs de distribution), de la qualité des services rendus par les GRD aux consommateurs et ce, au moyen d'indicateurs de qualité, pour lesquels des objectifs de qualité assortis d'incitants financiers sont fixés.

« La qualité offerte par les gestionnaires de réseaux est une des contreparties des tarifs payés par les utilisateurs. Afin de faire bénéficier les utilisateurs de meilleur niveau de qualité économiquement justifié, la qualité doit faire l'objet d'incitations à l'amélioration, au même titre que la maîtrise des coûts. La régulation incitative de la qualité vise également à éviter l'obtention de faux gains de productivité via une baisse de la qualité d'alimentation ou de la qualité de service. »³⁰

Ce choix de la CWaPE trouve un écho dans le décret tarifaire, qui prévoit explicitement que :

- *« les tarifs visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals³¹ » ;*
- *« la méthodologie tarifaire peut inciter les gestionnaires de réseau de distribution à rencontrer les objectifs de performance [...] »³².*

D'ailleurs, de manière unanime, les gestionnaires de réseaux de distribution sont en faveur de la détermination et la fixation d'un incitant financier dans la méthodologie tarifaire 2024-2028 :

- *« Il nous semble effectivement important que la future méthodologie tarifaire ne soit pas uniquement axée sur la réduction des coûts contrôlables (facteur X) mais tiennent également compte de la qualité des services offerts par les GRD (facteur Q) aux URD et acteurs de marché »³³ ;*
- *« Pour autant que celui-ci soit bien calibré, ORES se montre donc favorable à la mise en place d'un système fournissant des incitants positifs pour les efforts consentis en la matière »³⁴.*

³⁰ Introduction à la régulation incitative de la CRE - FTI-CL Energy - Etude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité – Etude mandatée par les services de la CRE – 8 juillet 2016 – Non confidentiel.

³¹ Article 4, § 2, 20° du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017.

³² Article 4, § 2, 19° du décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité du 19 janvier 2017.

³³ Commentaires AIEG, AIESH, RESA et REW à la concertation organisée avec les gestionnaires de réseau de distribution (rapport CD-20i03-CWaPE-0077)

³⁴ Commentaires ORES à la concertation organisée avec les gestionnaires de réseau de distribution (rapport CD-20i03-CWaPE-0077)

Dans la présente section, la CWaPE explique l'approche suivie pour la sélection des indicateurs de qualité retenus dans le cadre de l'incitant financier (4.1.) et l'approche suivie pour la fixation des objectifs (4.2.) La CWaPE explicite ensuite de manière plus détaillée les indicateurs de qualité non retenus (4.3.), ceux retenus et pour ces derniers les objectifs y relatifs (4.4. et 4.5.). Enfin, la CWaPE détaille la manière dont l'incitant financier est fixé par indicateur de qualité (4.6. et 4.7.).

4.1. Approche suivie pour la sélection des indicateurs de qualité pris en compte pour la fixation du terme « qualité »

Comme annoncé à l'article 35, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE a, au cours de la période régulatoire 2019-2023, défini des indicateurs de qualité pouvant servir à mesurer annuellement le niveau de qualité des services de chaque gestionnaire de réseau de distribution, au travers de lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 du 23 avril 2020 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseau de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025, ayant fait l'objet d'une concertation avec les GRD et d'une consultation publique.

Dans ces lignes directrices, la CWaPE a, dans un premier temps, défini une liste de 16 indicateurs de qualité comme suit :

- 1° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
- 2° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
- 3° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ;
- 4° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8 ;
- 5° Le nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) ;
- 6° Le délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget ;
- 7° Le délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget ;
- 8° Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge ;
- 9° Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau ;
- 10° Les plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution ;
- 11° Les indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Interruption de fourniture non planifiée > 6 heures ;
- 12° Les indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Incidents réseau ;
- 13° Les indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Erreur administrative ;
- 14° Les indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Switch ;
- 15° Les indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Délais de raccordement ;
- 16° Le taux de perte.

Comme annoncé dans ces mêmes lignes directrices, la CWaPE a ensuite analysé la qualité, la fiabilité et la disponibilité des données relatives à ces indicateurs. Elle a en outre apprécié la pertinence de leur utilisation éventuelle dans le cadre d'une régulation incitative. Sur la base de ces analyses, la CWaPE a réparti les indicateurs en trois catégories :

1. les indicateurs jugés pertinents et pour lesquels les données disponibles actuellement sont suffisamment représentatives. Ceux-ci seront rapportés annuellement, publiés sur le site de la

CWaPE et sont retenus dans le cadre de la détermination de l'incitant financier (terme « qualité ») de la présente méthodologie 2024-2028 ;

2. les indicateurs jugés pertinents et pour lesquels les données sont inexistantes ou jugées non suffisamment représentatives ou fiables. Ceux-ci seront mis en œuvre progressivement au cours de la période régulatoire 2024-2028 et feront l'objet d'un plan d'action afin de définir des échéances pour collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises.

Le plan d'action à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision référencée CD-21b11-CWaPE-0482) s'applique d'ores et déjà pour les indicateurs de qualité retenus qui proviennent des rapports qualité électricité et gaz ;

3. les indicateurs finalement jugés non pertinents en ce que leur atteinte est déjà encadrée par différents textes légaux. Ces indicateurs ne seront pas retenus.

Dans un souci de non-discrimination, la CWaPE a, pour la période régulatoire 2024-2028, retenu les mêmes indicateurs de qualité pour chaque gestionnaire de réseau de distribution.

La CWaPE précise que ces indicateurs entendent inciter les gestionnaires de réseau de distribution à rencontrer les objectifs de performance au sens de l'article 4, § 2, 19°, du décret tarifaire.

Par ailleurs, la CWaPE attire l'attention des GRD sur le fait qu'en cours de période régulatoire 2024-2028, des indicateurs de qualité supplémentaires ou en remplacement de(s) indicateurs retenus actuellement dans le projet de méthodologie tarifaire pourront être définis dans l'optique de la prochaine période régulatoire. La liste des indicateurs de qualité, telle que présentée au travers de la présente analyse, pourra donc évoluer au fil du temps afin de prendre en compte les évolutions futures du secteur de l'énergie en Région wallonne. En effet, certains défis majeurs pour les années à venir ne sont, à l'heure actuelle, pas suffisamment matures pour pouvoir en définir des indicateurs de qualité.

4.2. Approche suivie pour la fixation des objectifs de qualité

Il existe différentes approches pour définir des objectifs de qualité :

- 1° soit basée sur une comparaison avec d'autres entités, soit basée sur les données historiques tel que précisé par FTI-CL dans une étude pour la CRE :

« La détermination des cibles de référence pour les différents indicateurs est un exercice difficile. Il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Par conséquent, l'approche préconisée dans la littérature économique ou observée en pratique en Europe consiste soit (i) à procéder à une approche par benchmark, c'est-à-dire à comparer le niveau de performance de différents opérateurs pour déterminer le niveau d'un gestionnaire efficace, soit (ii) à suivre une approche tendancielle, en s'appuyant sur les données historiques »³⁵ ;

- 2° soit en privilégiant une stabilité de la qualité des services actuelle, soit en prévoyant une amélioration progressive de la qualité de service offerte. L'amélioration du niveau de qualité

³⁵ FTI-CL, Étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité - Étude mandatée par les services de la CRE, 8 juillet 2016.

de service offert n'est en effet pas systématiquement un objectif à poursuivre dans un contexte réglementaire :

« Sur les marchés concurrentiels, les choix des clients apportent des informations et incitations aux entreprises pour qu'elles fournissent une qualité de service adéquate au moindre coût ; et les consommateurs et entreprises apprennent en observant les choix et les offres de qualité réciproque. En particulier, une qualité élevée en soi n'est pas récompensée sur des marchés concurrentiels car le consommateur ne considère pas toujours rentable de payer pour une qualité supérieure.

*La leçon pour la réglementation de la qualité est que **l'atteinte d'une qualité supérieure ne devrait pas nécessairement être considérée comme un résultat supérieur**, et les incitations à la qualité du service devraient être conçues pour éviter de récompenser une qualité supérieure en soi »³⁶.*

En ce qui concerne les objectifs pour la période 2024-2028, la CWaPE est d'avis de :

- 1) mettre en place des objectifs de qualité individuels, propres à chaque GRD (conformément à ce qui a été mis en œuvre à l'article 35, § 2, de la méthodologie tarifaire 2019-2023), afin de tenir compte, d'une part, des différences dans la structure des réseaux et d'autre part, des grandes disparités constatées entre les gestionnaires de réseau de distribution qui découlent partiellement de leur typologie différente (rural, urbain, mixte, etc.) ;
- 2) suivre l'approche tendancielle évoquée ci-dessus ;
- 3) ne pas fixer d'objectifs d'amélioration de la qualité des services en privilégiant la stabilité des objectifs pour la période 2024-2028 étant donné qu'il s'agit de la première période tarifaire introduisant un terme « qualité » différent de 0 euro (principe de prudence).

Cette approche sera évidemment réanalysée pour la prochaine période réglementaire. La CWaPE n'exclut notamment pas :

- 1) de fixer des seuils d'amélioration des objectifs à atteindre, à l'instar de ce que font d'autres régulateurs européens (par exemple, la CRE) ; et
- 2) de comparer les niveaux de qualité des gestionnaires de réseaux de distribution entre eux.

4.3. Description des indicateurs de qualité non retenus

La CWaPE rappelle que sa volonté (tel qu'il ressortait des lignes directrices CD-19|10-CWaPE-0025) n'était pas forcément de faire entrer tous les indicateurs dans le mécanisme d'incitant financier. Il s'agissait effectivement, tout d'abord, de faire un inventaire des indicateurs d'ores et déjà rapportés

³⁶ Traduction libre de « Incentives for Service Quality: Getting the Framework Right » – Brian Williamson :
“In competitive markets, customer choices provide information and incentives for companies to provide appropriate service quality at least cost, and customers and firms learn by observing the choices and quality offerings of others. In particular, higher quality per se is not rewarded in competitive markets because customers do not always consider it worthwhile to pay for higher quality.
The lesson for quality regulation is that the achievement of higher quality should not necessarily be considered a superior outcome, and incentives for service quality should be designed to avoid rewarding higher quality per se” (https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Williamson_Incentives_For_Service.pdf).

par les gestionnaires de réseau de distribution à la CWaPE et de faire une analyse sur les indicateurs les plus communément suivis au sein d'autres méthodologies, pour ensuite, déterminer une liste limitative d'indicateurs à analyser et/ou développer pour suivre de manière la plus pertinente possible la qualité des services offerts aux utilisateurs finals de réseau de distribution (valeur ajoutée).

Les indicateurs suivants n'ont finalement pas été retenus.

4.3.1. Indicateurs relatifs aux délais moyens de placement (ou de réactivation) du compteur à budget et de retard de fin de procédure compteur à budget

À l'analyse des indicateurs proposés par rapport au délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget et au délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget, la CWaPE constate qu'une intervention forfaitaire est légalement prévue³⁷ à charge du GRD en cas de retard de placement des compteurs à budget (ou d'activation de la fonction de prépaiement), ce qui implique d'ores et déjà une contrainte et un incitant pour les gestionnaires de réseau de distribution en la matière, d'autant plus que cette intervention forfaitaire sera traitée comme un coût contrôlable dans le cadre du revenu autorisé 2024-2028.

La CWaPE est donc d'avis qu'il n'est pas approprié de prévoir, dans la méthodologie tarifaire, un incitant financier supplémentaire au respect de cette obligation légale.

Par conséquent, les indicateurs relatifs au délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget et au délai moyen de retard de fin de procédure ne sont donc pas retenus en tant qu'indicateur de qualité pour la période 2024-2028.

4.3.2. Indicateurs relatifs à l'intégration des productions décentralisées dans le réseau (électricité)

L'évaluation de l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière qui a été menée par la CWaPE l'a conduite à proposer, dans la foulée de la transposition de la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, des propositions³⁸ de modification du décret électricité. Le décret adopté par le Parlement wallon le 4 mai 2022 contient des modifications susceptibles d'impacter la définition d'indicateurs pertinents en matière d'intégration des productions décentralisées. La concertation avec les acteurs en vue de la rédaction d'un AGW précisant les aspects opérationnels du décret débutera prochainement. En conséquence, la CWaPE se basera sur la mise en œuvre des nouveaux textes pour éventuellement définir ultérieurement des indicateurs relatifs à l'intégration des productions décentralisées dans le réseau, utilisables dans le cadre de la prochaine période régulatoire.

³⁷ Par les décrets électricité (article 34, § 1er, 3°, c)) et gaz (article 32, § 1er, 3°, c)) ainsi que par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité (article 31, § 5, alinéa 2) et l'arrêté du Gouvernement Wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz (article 34, § 6, alinéa 2).

³⁸ <https://www.cwape.be/documents-recents/projet-de-decret-modifiant-les-decret-electricite-et-decret-tarifaire-en-vue-de>

4.3.3. Indicateurs relatifs aux indemnités versées par le gestionnaire de réseau de distribution

Comme indiqué précédemment dans les rapports de concertation/consultation³⁹, les indicateurs relatifs aux indemnités prévues légalement⁴⁰ avaient pour vocation d'analyser le taux d'indemnisation par gestionnaire de réseau de distribution.

À l'analyse des indicateurs proposés par rapport aux demandes d'indemnisation, la CWaPE constate que :

- 1° des modifications ont été récemment apportées en ce qui concerne certaines demandes d'indemnisation par le décret adopté par le Parlement wallon le 4 mai 2022, rendant l'indemnisation automatique ;
- 2° le traitement des indemnités versées par les gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre du revenu autorisé (coûts contrôlables et détermination d'une trajectoire de ceux-ci à l'horizon 2028), implique d'ores et déjà une contrainte pour les gestionnaires de réseau de distribution ;
- 3° le ratio « nombre de dossiers indemnisés/nombre de dossier totaux » n'est pas l'expression optimale du reflet de la qualité de service d'un gestionnaire de réseau de distribution comme indiqué par RESA dans ses commentaires à la consultation publique. En effet, chaque dossier de demande d'indemnisation doit faire l'objet d'une analyse individuelle dont il peut ressortir qu'il n'y a pas lieu d'indemniser le demandeur notamment parce que les conditions requises ne sont pas remplies. Il n'est donc pas cohérent de chercher un ratio de 100 % de dossier indemnisé.

Par conséquent, les indicateurs relatifs aux indemnités versées ne sont pas retenus en tant qu'indicateur de qualité pour la période 2024-2028.

4.4. Description des indicateurs de qualité retenus et fixation des objectifs de qualité des services

4.4.1. Indicateurs relatifs à la fiabilité et à la disponibilité des réseaux d'électricité

Les données qui serviront de base aux indicateurs relatifs à la fiabilité et la disponibilité des réseaux proviendront exclusivement des données utilisées dans le cadre du rapport qualité pour le monitoring des interruptions MT. Le calcul de la fréquence et de la durée d'interruption est précisé dans la prescription SYNERGRID C10/14 de janvier 2004.

À la suite de l'audit des rapports qualité, rapport CD-20d23-CWaPE-0072 du 23 avril 2020, deux éléments doivent être pris en compte dans la représentativité des données :

- 1° le processus de monitoring des interruptions MT est partiellement maîtrisé chez l'ensemble des GRD (plus spécifiquement en ce qui concerne la fréquence et la durée des interruptions, la CWaPE a noté que la prescription SYNERGRID C10/14 n'est pas intégralement suivie et qu'il n'y a pas de définition pour les « mauvaises conditions atmosphériques ») ;

³⁹ Rapports CD-20i03-CWaPE-0077 et CD-20i03-CWaPE-0078 du 3 septembre 2020.

- 2° le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz prévoit, d'une part, une mise en conformité pour l'application de la prescription C10/14 pour le 31 décembre 2020 (données rapportées en 2022 pour l'exercice se clôturant au 31 décembre 2021) et, d'autre part, la définition des causes de l'interruption (notamment la définition de « mauvaises conditions atmosphériques »), qui est toujours en cours d'analyse.

En ce qui concerne la pertinence et la cohérence des données historiques nécessaires pour l'analyse des indicateurs relatifs aux interruptions non planifiées, la CWaPE est d'avis que :

- 1° l'adaptation des processus par le GRD pour appliquer strictement les modalités définies dans la prescription SYNERGRID C10/14 devrait avoir un impact positif sur les chiffres dans le rapport des indisponibilités non planifiées (en raison du 'rejet' des interruptions courtes et 'rejet' des indisponibilités dues à des tiers ou en amont des réseaux...) ;
- 2° la définition des « mauvaises conditions atmosphériques » et la mise à jour des lignes directrices pour l'élaboration du rapport qualité doivent être analysées séparément pour l'indisponibilité « propre GRD » et l'indisponibilité « totale URD ». Pour rappel, l'indisponibilité « propre GRD » exclut (et continue d'exclure après l'audit des rapport qualité) les « mauvaises conditions atmosphériques ».

TABLEAU 13 ÉVOLUTION DE LA DÉFINITION DES CAUSES D'INTERRUPTIONS À LA SUITE DE L'AUDIT DES RQ

Avant audit RQ LD CD-16b23-CWaPE-004 (site CWaPE)	Après audit RQ LD CD-22a21-CWaPE-0038
1 : défaut de câble MT non causé par tiers	1 : défaut de câble MT non causé par des tiers
2 : défaut câble MT causé par tiers	2 : défaut de câble MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)
3 : défaut de ligne MT en conditions atmosphériques normales et non causé par tiers	3 : défaut de ligne MT, purement électrique (hors conditions météo, tiers et cas de force majeure)
4 : défaut de ligne MT en mauvaises conditions atmosphériques ou causé par tiers	4a : défaut de ligne MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut) 4b : défaut de ligne MT dû aux conditions météo ; les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut (hors circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique)
5 : défaut en cabine MT GRD	5 : défaut en cabine MT GRD non causé par des tiers
6 : défaut en cabine MT utilisateur	6 : défaut en cabine MT utilisateur ou causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)
7.a. : divers GRD comptabilisé (indéterminé)	7. a : divers GRD comptabilisé (indéterminé)
7.b. : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA/ autre GRD)	7. b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA / autre GRD)
	8. circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique
Total GRD (1+3+5+7a)	Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)
	= Indisponibilité "propre GRD"
Total tiers (2+4+6+7b)	Indisponibilité liée à un facteur externe (2+4a+4b+6+7b+8)
	TOTAL (hors catégorie 8)
TOTAL général	TOTAL général
	Total général (hors catégorie 7.b et 8)
	= Indisponibilité "totale URD"

Les causes définies pour le calcul de l'indisponibilité « propre GRD » n'ont pas fondamentalement évolué par rapport aux données historiques, c'est-à-dire avant l'audit des rapports qualité.

En revanche, le calcul de l'indisponibilité « totale URD » excluant notamment les circonstances météo exceptionnelles, il nécessite de construire un historique de données. L'indisponibilité « totale URD » (durée et fréquence) ne sera donc pas prise en considération dans un premier temps mais sera mise en place pendant la période 2024-2028 (cf. 4.4.1.3 et 4.4.1.4 ci-dessous), alors que la durée d'indisponibilité « propre GRD » constituera un indicateur suivi dès le début de la période 2024-2028 (cf. 4.4.1.1). Enfin, le détail des données historiques relatives à la fréquence d'indisponibilité « propre GRD » en fonction des causes individuelles n'étant pas requis par le passé, la fréquence d'indisponibilité « propre GRD » ne sera également pas retenue dans un premier temps (cf. 4.4.1.2 ci-dessous).

4.4.1.1. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD »

En ce qui concerne les interruptions non planifiées relatives à l'indisponibilité « propre GRD » (ou Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)), les données historiques peuvent être exploitées.

Selon les données des gestionnaires de réseau de distribution, les indisponibilités « propre GRD » depuis 2015 sont les suivantes :

TABEAU 14 ÉTAT DE L'INDISPONIBILITÉ « PROPRE GRD » DEPUIS 2015

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AIEG	00:56:00	00:40:48	00:11:00	00:44:00	01:32:21	00:16:23
AIESH	00:19:00	00:36:00	00:26:52	00:20:56	00:26:33	00:10:18
RESA	00:23:25	02:01:29	00:26:11	00:37:54	00:37:45	00:33:41
GASELWEST	00:07:37	00:14:24	00:08:37	00:05:32		
ORES Namur	00:30:00	00:40:00	00:33:00	00:24:00	00:27:00	00:21:00
ORES Hainaut	00:46:00	00:57:00	00:46:00	00:38:00	00:39:00	00:36:00
ORES Est	00:26:00	00:36:00	00:16:00	00:17:00	00:10:00	00:17:00
ORES Luxembourg	00:37:00	00:30:00	00:23:00	00:26:00	00:13:00	00:13:00
ORES Verviers	00:25:00	00:20:00	00:25:00	00:13:00	00:14:00	00:11:00
Infrax PBE	00:01:22	00:01:40				
ORES Brabant Wallon	00:26:00	00:46:00	00:23:00	00:27:00	00:27:00	00:30:00
ORES Mouscron	00:33:00	00:34:00	01:02:00	00:29:00	00:44:00	00:34:00
Réseau d'Energies de Wavre	00:07:02	00:06:56	00:23:04	00:06:48	00:00:00	01:08:51
Moyenne ORES Global	00:25:47	00:31:00	00:29:35	00:22:26	00:24:51	00:23:09
Moyenne totale sans infrax (àpd 2017) & gaselwest (àpd 2019)	00:25:57	00:37:15	00:26:59	00:24:06	00:30:04	00:26:28

Il est à noter que les données de Infrax PBE et Gaselwest sont intégrées dans les données ORES à partir de 2017 et 2019 respectivement.

Sur la base des données des tableaux 14 et 15, la CWaPE constate que :

- la durée moyenne des interruptions est de 26 minutes et 40 secondes avec un écart-type de 13 minutes et 49 secondes ;
- la médiane, quant à elle, se situe à 24 minutes et 30 secondes ;
- la durée minimum d'indisponibilité propre est celle constatée pour le Réseau d'Energie de Wavre en 2019 ;
- la durée maximum d'indisponibilité propre est celle constatée pour RESA en 2016⁴¹, telle que reprise dans les statistiques du tableau 15 ci-dessous.

⁴¹ Pour les explications relatives aux données s'écartant fortement de la moyenne, la CWaPE invite le lecteur à prendre connaissance des rapports annuels sur la qualité des réseaux (exemple de rapport sur l'année 2020 : <https://www.cwape.be/publications/document/4727>)

TABLEAU 15 STATISTIQUES SUR LA DURÉE DES INDISPONIBILITÉS « PROPRE GRD »

		Moyenne 2015-2020	Médiane 2015-2020	Max	Min
AIEG		00:43:25	00:42:24	01:32:21	00:11:00
AIESH		00:23:16	00:23:45	00:36:00	00:10:18
RESA		00:46:44	00:35:43	02:01:29	00:23:25
GASELWEST	jusque 2018 :	00:09:02	00:08:07	00:14:24	00:05:32
ORES Namur		00:29:10	00:28:30	00:40:00	00:21:00
ORES Hainaut		00:43:40	00:42:30	00:57:00	00:36:00
ORES Est		00:20:20	00:17:00	00:36:00	00:10:00
ORES Luxembourg		00:23:40	00:24:30	00:37:00	00:13:00
ORES Verviers		00:18:00	00:17:00	00:25:00	00:11:00
Infrax PBE	jusque 2016 :	00:01:31	00:01:31	00:01:40	00:01:22
ORES Brabant Wallon		00:29:50	00:27:00	00:46:00	00:23:00
ORES Mouscron		00:39:20	00:34:00	01:02:00	00:29:00
Réseau d'Energies de Wavre		00:18:47	00:06:59	01:08:51	00:00:00
		00:26:08	00:25:19	00:31:00	00:22:26
	Moyenne totale :	00:26:40	00:24:30	Médiane totale	
	Ecart-type :	00:13:49			

Comme préconisé par les gestionnaires de réseau de distribution⁴², la CWaPE a également analysé l'indicateur d'une année N avec une moyenne glissante des années antérieures (N-1, N-2) afin de supprimer les fluctuations transitoires.

TABLEAU 16 MOYENNES GLISSANTES N-1, N-2 DES INDISPONIBILITÉS « PROPRE GRD »

Moyenne mobile sur 2 ans :	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
AIEG	00:48:24	00:25:54	00:27:30	01:08:11	00:54:22
AIESH	00:27:30	00:31:26	00:23:54	00:23:45	00:18:26
RESA	01:12:27	01:13:50	00:32:02	00:37:49	00:35:43
ORES Namur	00:35:00	00:36:30	00:28:30	00:25:30	00:24:00
ORES Hainaut	00:51:30	00:51:30	00:42:00	00:38:30	00:37:30
ORES Est	00:31:00	00:26:00	00:16:30	00:13:30	00:13:30
ORES Luxembourg	00:33:30	00:26:30	00:24:30	00:19:30	00:13:00
ORES Verviers	00:22:30	00:22:30	00:19:00	00:13:30	00:12:30
ORES Brabant Wallon	00:36:00	00:34:30	00:25:00	00:27:00	00:28:30
ORES Mouscron	00:33:30	00:48:00	00:45:30	00:36:30	00:39:00
Réseau d'Energies de Wavre	00:06:59	00:15:00	00:14:56	00:03:24	00:34:25
Moyenne Mobile ORES Global	00:28:23	00:30:18	00:26:01	00:23:39	00:24:00

Sur la base de ces données, la CWaPE constate que :

- la moyenne de la moyenne glissante la plus faible pour la période 2015-2020 est de 00:15:04 pour Réseau d'Énergies de Wavre, la moyenne « classique » étant de 00 :18:59 ;

⁴² Commentaires AIEG, AIESH, RESA et REW à la concertation organisée du 16 septembre au 31 octobre 2019, réitérés par RESA dans ses commentaires à la consultation publique du 28 avril au 30 juin 2020.

- la moyenne de la moyenne glissante la plus élevée pour la période 2015-2020 est de 00 :49:16 pour RESA, la moyenne « classique » étant de 00 :45:49.

L'utilisation de moyenne glissante ne change pas fondamentalement l'analyse.

Enfin, les objectifs que les gestionnaires de réseau de distribution se sont fixés dans le cadre du rapport qualité 2020 et 2021 sont les suivants :

TABLEAU 17 OBJECTIFS DÉTERMINÉS PAR LES GRD POUR 2021(RQ 2020)

	Objectif du GRD selon	
	<u>2020</u>	<u>2021</u>
AIEG	00:36:00	00:36:00
AIESH	00:30:00	00:30:00
RESA	00:35:00	00:35:00
ORES Namur	00:28:00	00:24:00
ORES Hainaut	00:40:00	00:40:00
ORES Est	00:18:00	00:16:00
ORES Luxembourg	00:21:00	00:15:00
ORES Verviers	00:17:00	00:15:00
ORES Brabant Wallon	00:30:00	00:30:00
ORES Mouscron	00:44:00	00:33:00
Réseau d'Energies de Wavre	00:10:00	00:10:00

Sur la base de l'ensemble de ces analyses, et sachant que les gestionnaires de réseau sont informés depuis plusieurs années⁴³ que cet indicateur sera retenu par la CWaPE, la CWaPE arrête comme objectif de qualité individuel, à partir du 1^{er} janvier 2024, les objectifs définis **par les gestionnaires de réseau de distribution** dans leur rapport de qualité 2020.

En ce qui concerne ORES, la CWaPE retient, à leur demande, qu'un objectif global doit être retenu, celui-ci sera donc déterminé comme étant la moyenne de chaque secteur d'ORES, soit 24 :43.

TABLEAU 18 OBJECTIF DÉTERMINÉ POUR ORES GLOBAL POUR 2021(MOYENNE DES OBJECTIFS RQ 2020)

<u>2021</u>		00:24:43
ORES Namur	00:24:00	
ORES Hainaut	00:40:00	
ORES Est	00:16:00	
ORES Luxembourg	00:15:00	
ORES Verviers	00:15:00	
ORES Brabant Wallon	00:30:00	
ORES Mouscron	00:33:00	

⁴³ La notion d'indisponibilité propre des GRD et les demandes de distinction selon les différentes classes ont été introduites dans le cadre de la révision opérée en 2016 des lignes directrices touchant la rédaction du rapport qualité.

Pour rappel, à toutes fins utiles, la durée d'interruption « propre GRD » tient compte uniquement des interruptions induites par des éléments sur lesquels le GRD pourrait exercer une influence et exclut donc :

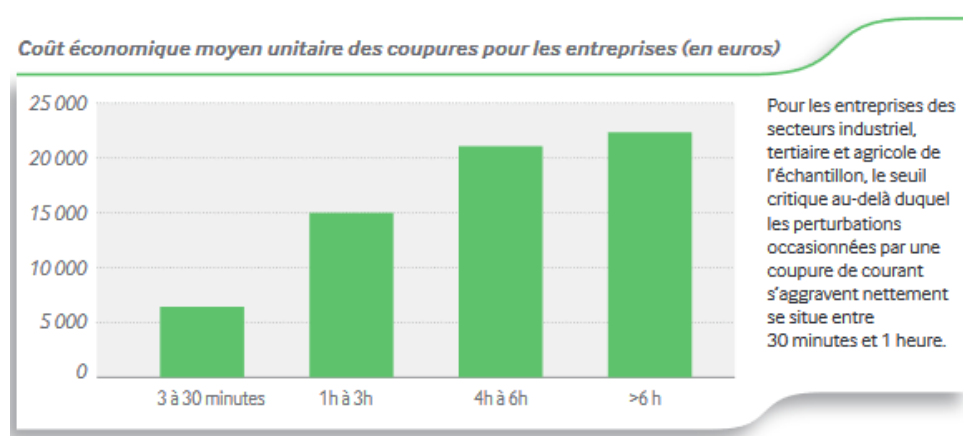
- les interruptions causées par des tiers (catégories 2, 4a et 6);
- les interruptions dues aux conditions météorologiques (catégorie 4b) ;
- les interruptions provenant d'un autre réseau que GRD (catégorie 7.b) ; et
- les interruptions dues aux circonstances météorologiques exceptionnelles (catégorie 8).

Ces objectifs apparaissent comme raisonnables pour le GRD, vu l'historique des données et le fait qu'il s'agisse d'objectifs qu'il s'est lui-même fixé. Ces objectifs paraissent également raisonnables pour l'URD, sachant qu'une heure d'interruption représente 0,01 % du temps écoulé entre le premier janvier et le 31 décembre d'une année.

En outre, si l'on se réfère à une étude de RTE, « *plus l'interruption dure, plus son coût économique est élevé, une durée inférieure à 30 minutes semble relativement peu préjudiciable :*

- Pour les **entreprises hors secteur ferroviaire**, toute perturbation de l'alimentation électrique est préjudiciable du point de vue économique, quelle que soit sa durée. Mais **le préjudice augmente fortement au-delà de 30 minutes à 1 heure.**
- Pour les **ménages**, le préjudice commence à peser **au-delà de 6 heures.**
- **L'impact sociétal** d'une coupure de courant se fait essentiellement sentir quand la **coupure d'électricité dure.** »⁴⁴

GRAPHIQUE 6 COÛT ÉCONOMIQUE MOYEN UNITAIRE DES COUPURES POUR LES ENTREPRISES

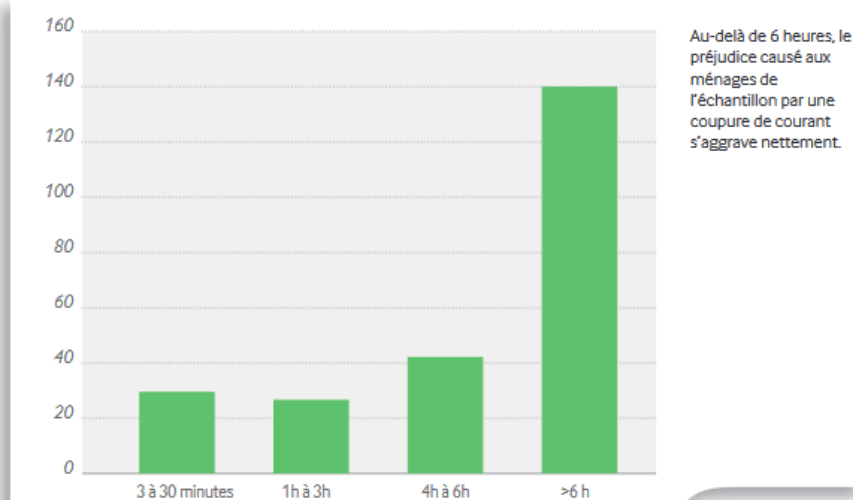


Source : RTE, Réseau de transport d'électricité – France

⁴⁴ Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité, l'avis des consommateurs – RTE (https://www.wavestone.com/app/uploads/2016/09/RTE_END_BD.pdf)

GRAPHIQUE 7 COÛT ÉCONOMIQUE MOYEN UNITAIRE DES COUPURES POUR LES MÉNAGES

Coût économique moyen unitaire des coupures pour les ménages
en valeur absolue (en euros)



Source : Rte, Réseau de transport d'électricité - France

4.4.1.2. L'indisponibilité du réseau [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD »

Pour rappel, la fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs.

Selon la prescription SYNERGRID C10/14, la formule de calcul du SAIFI est la suivante :

$$\text{Fréquence des interruptions} = \frac{\sum_j s_j}{S_s}$$

Avec : s_j = nombre de cabines alimentant le j^{me} groupe d'utilisateurs interrompus
 S_s = le nombre total de cabines MT/BT au 1/01

À la suite de la modification des lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sur la qualité de leurs prestations⁴⁵, les données concernant la fréquence d'interruption devraient être rapportées en fonction des éléments techniques du réseau (câbles, lignes et cabines) et non plus uniquement en fonction des causes (à partir de 2022 sur les données de l'exercice 2021). À titre d'exemple, par le passé, la fréquence d'interruption 'provenant' des câbles concernait d'une part les défauts de câble MT non causés par tiers et d'autre part les défauts câble MT causés par tiers. Or, comme précisé précédemment, l'interruption « propre GRD » ne tient pas compte des défauts de câble causés par un tiers. Par conséquent, la CWaPE ne dispose pas d'un historique adéquat pour analyser la fréquence d'interruption « propre GRD ».

⁴⁵ Lignes directrices CD-20I03-CWaPE-0030.

Selon le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), le détail de la fréquence d'interruption en fonction des causes doit être rapporté à partir de 2022 sur les données de l'exercice 2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2021, 2022, 2023, 2024 et 2025) dans le courant de la période régulatoire 2024-2028 (en 2026). **L'objectif à atteindre pour cet indicateur sera donc mis en place par la CWaPE en concertation avec les GRD, dans le courant du 2^{ème} semestre 2026.**

4.4.1.3. L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8

Avant modification des lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sur la qualité de leurs prestations, les données concernant la durée d'indisponibilité « totale URD » sont celles relatives à l'indisponibilité impactant les URD quelle que soit l'origine des interruptions.

Les lignes directrices référencées CD-20I03-CWaPE-0030 du 3 septembre 2020 introduisent la notion de circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique (catégorie 8). Pour rappel, pour la détermination de l'indisponibilité « totale URD » retenue dans le cadre des indicateurs de qualité, les défauts survenus sur les réseaux amont alimentant le GRD (catégorie 7.b) et les défauts dus à des circonstances météo exceptionnelles (catégorie 8) sont exclus du calcul. Par conséquent, la CWaPE ne dispose pas d'un historique adéquat pour analyser la durée d'interruption « totale URD ».

Selon le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), le détail de la durée d'interruption en fonction des causes, y inclus les circonstances météo exceptionnelles, doit être rapporté à partir de 2022 sur les données de l'exercice 2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2021, 2022, 2023, 2024 et 2025) dans le courant de la période régulatoire 2024-2028 (en 2026). **L'objectif à atteindre pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2026.**

4.4.1.4. L'indisponibilité du réseau [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8

D'une part, l'indisponibilité « totale URD » telle que rapportée actuellement intègre toutes les interruptions quelles que soient leurs causes (cf. 2.1.3 ci-dessus), et, d'autre part, les données concernant la fréquence d'interruption sont rapportées en fonction des éléments techniques du réseau (câbles, lignes et cabines) et non pas en fonction des causes (cf. 2.1.2 ci-dessus).

Pour rappel, à toutes fins utiles, la durée d'interruption « totale URD » exclut :

- les interruptions provenant d'un autre réseau que GRD (catégorie 7.b) ; et
- les interruptions dues aux circonstances météorologiques exceptionnelles (catégorie 8).

Par conséquent, la CWaPE relève qu'elle ne dispose pas d'un historique adéquat pour analyser la fréquence d'interruption « totale URD », celle-ci nécessitant de distinguer les causes de la fréquence d'interruption.

Selon le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), le détail de la durée d'interruption en fonction des causes, y inclus les circonstances météo exceptionnelles, doit être rapporté à partir de 2022 sur les données de

l'exercice 2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2021, 2022, 2023, 2024 et 2025) dans le courant de la période régulatoire 2024-2028 (en 2026). **L'objectif à atteindre pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2026.**

4.4.2. Indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études (gaz et électricité) - le nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)

Les données qui serviront de base aux indicateurs relatifs aux délais de raccordement et études proviendront **exclusivement des données utilisées dans le cadre du rapport qualité électricité et gaz.**

Or, à la suite de l'audit des rapports qualité, deux éléments doivent être pris en compte dans la représentativité des données :

- 1° le processus de *monitoring* des délais de raccordement et études n'est pas maîtrisé par l'AIEG, l'AIESH et RESA. Il est partiellement maîtrisé au REW et totalement maîtrisé chez ORES. La CWaPE a notamment constaté de nombreuses divergences d'interprétation. Par conséquent, le suivi des délais de raccordement et études va être profondément remanié ; et
- 2° le plan d'actions à mener à la suite des conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz prévoit une mise en conformité/une harmonisation des données rapportées par rapport aux délais de raccordement et études (échéance 31/12/2021 ; premières données rapportées en 2023 sur l'exercice 2022).

L'indicateur ainsi retenu par la CWaPE dans le cadre du suivi de la qualité des gestionnaires de réseau de distribution repose entièrement sur les adaptations prévues dans le cadre du plan d'actions relatif au rapport qualité. Par conséquent, la CWaPE ne dispose d'aucun historique pour analyser les délais de raccordement et études.

Selon le plan d'actions à mener découlant des conclusions de l'audit des rapports qualité (décision CD-21b11-CWaPE-0482), la collecte des données mises à jour pour les délais de raccordement et études sera mise en place au plus tard le 31/12/2021. La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2022, 2023, 2024, 2025 et 2026) dans le courant de la période régulatoire 2024-2028 (en 2027). **L'objectif à atteindre par les GRD pour cet indicateur sera donc établi dans le courant du 2^{ème} semestre 2027.**

4.4.3. Indicateurs relatifs aux données de comptage (électricité et gaz)

4.4.3.1. Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge

Les données relatives à cet indicateur de qualité ne sont actuellement pas rapportées à la CWaPE, ni requises pour le rapport qualité.

La CWaPE souhaite inciter à réduire le taux de rectification des index/courbes de charge transmis. Sur la base du modèle EDIEL et du MIG4.1⁴⁶, les gestionnaires de réseaux de distribution fourniront à la CWaPE le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz). Tel qu'actuellement défini, l'indicateur est basé sur des données prévues dans le MIG4.1.

Entretemps, le MIG6 est entré en vigueur en novembre 2021. Partant du postulat que les données nécessaires aux calculs du taux de rectification des index/courbes de charge sont disponibles dans le MIG6 (il est en effet raisonnable de penser que le MIG6 fournit *a minima* les mêmes informations que le MIG4.1), il est, tout d'abord, attendu des gestionnaires de réseau de distribution un plan d'action pour recueillir ces données et deuxièmement de rapporter l'indicateur requis à partir des données du 1^{er} janvier 2022.

Pour rappel, le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz) :

$$\frac{\text{Nombre de demandes de rectifications acceptées}}{\text{Nombre de relevés par registre compteur transmis au fournisseur}}$$

Par la suite, avec le MIG6, les gestionnaires de réseau de distribution devraient disposer de rapports préétablis relatifs au suivi des index relevés/courbes de charges. La CWaPE pourrait évoluer vers ces rapports au titre d'indicateur de qualité si les gestionnaires de réseau de distribution amènent la preuve que ces rapports permettent un suivi correct du taux de rectification des index/courbes de charge transmis et pour autant qu'ils soient disponibles à partir de 2023 (données 2022).

Pour rappel, le tableau suivant présente les exigences professionnelles relatifs au *Metering*⁴⁷ :

TABLEAU 19 BUSINESS REQUIREMENTS METERING – PI CATEGORIES

CATEGORIE	DOEL / BUT	SUBCATEGORIE / SOUS-CATEGORIE	MIDDEL / MOYEN
Juistheid Meetgegevens <i>Exactitude des données de comptage</i>	Rechtzettingen van facturaties verminderen <i>Diminuer rectifications des facturations</i>	Schattingen <i>Estimations</i>	Aantal schattingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'estimations</i>
		Rectificaties <i>Rectifications</i>	Aantal rectificaties van Billing Relevante Volumes verminderen <i>Diminuer le nombre de rectifications</i>
		Prepayment	Aantal updates kredietaanpassingen verminderen <i>Diminuer le nombre d'updates d'adaptations de crédit</i>
Proces Specifiek <i>Spécificités du Processus</i>	Onnodige kosten verminderen <i>Diminuer coûts inutiles</i>	Ad Hoc	Onnodige facturaties verminderen <i>Diminuer le nombre de facturations inutiles</i>
		MROD	Last-minute planningswijzigingen verminderen <i>Diminuer last-minute changements de la planification</i>
Tijdigheid en Volledigheid <i>Respect des délais et exhaustivité</i>	Maximalisatie van het aantal tijdig verstuurd meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés envoyés dans les délais</i>	Volledigheid Meetstand bepaald <i>Exhaustivité Relevé déterminé</i>	Maximaliseren van het aantal opgenomen meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés</i>
		Tijdigheid Meetstand verstuurd <i>Respect des Délais d'envoi des relevés</i>	Maximaliseren van het aantal verwerkte meetstanden <i>Maximaliser le nombre de relevés traités</i>
		Doorlooptijd <i>Délai de mise en oeuvre</i>	Minimaliseren van het aantal meetstanden met te lange doorlooptijd <i>Minimaliser le nombre de relevés avec délais de mise en oeuvre trop longue</i>

La CWaPE disposera donc d'un historique de 5 ans (2022, 2023, 2024, 2025 et 2026) dans le courant de la période réglementaire 2024-2028 (en 2027). **L'objectif à atteindre par les GRD pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2027.**

⁴⁶ Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique, UMIG Partie II D Phase de structuration : Plans par étapes & aperçu des messages – 01. Données de comptage électricité – Version 4.1 du 20/12/2011 / Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019.

⁴⁷ UMIG - BR - ME - 02 - Marktrapportering - Evaluation Pis v6.5.1.7.xls.

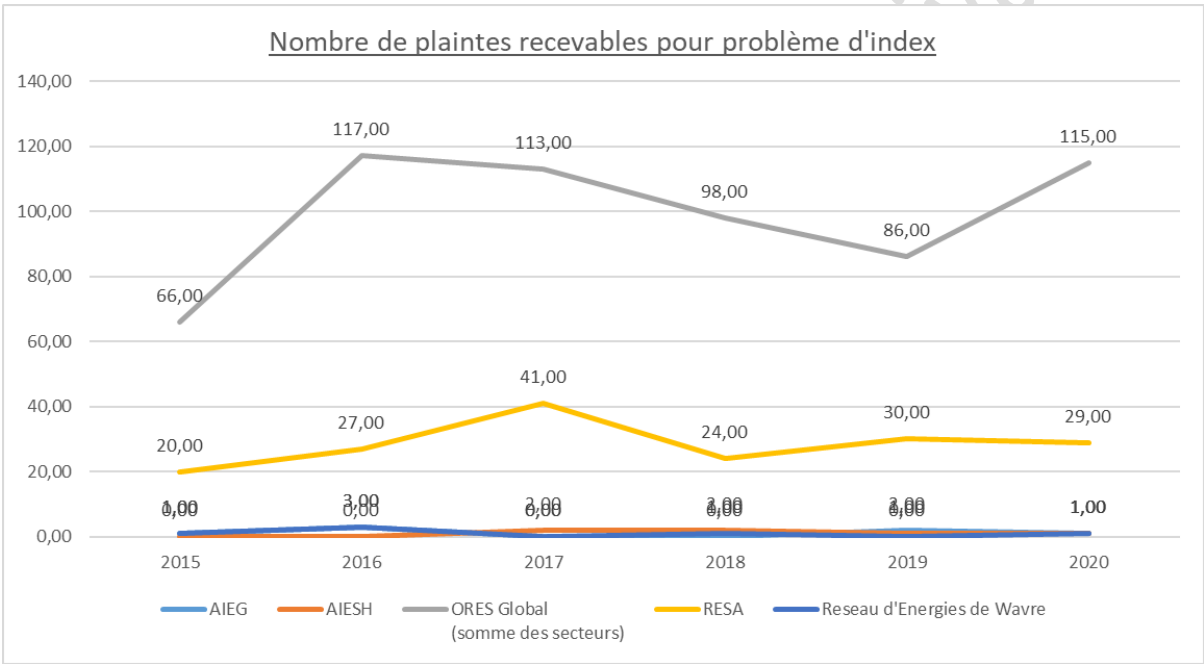
Les gestionnaires de réseau de distribution devront remettre concomitamment à la proposition tarifaire 2024-2028, un plan d'action conduisant à collecter les données requises pour le calcul du taux de rectification ($\frac{\# \text{ dde de rectif acceptées}}{\# \text{ relevés transmis fns}}$).

4.4.3.2. Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index

Les données relatives à cet indicateur de qualité proviennent des données du Service Régional de Médiation de la CWaPE.

Lors de l'analyse des données chiffrées des différents GRD, la CWaPE constate que les plaintes pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau de distribution sont les suivantes :

GRAPHIQUE 8 NOMBRE DE PLAINTES POUR PROBLÈME D'INDEX PAR GRD



Une première approche consiste à analyser une moyenne « classique » des plaintes recevables pour problème d'index par GRD. L'inconvénient de cette approche est qu'elle aboutit notamment à des valeurs fractionnées difficile à mettre en œuvre concrètement. Une solution consisterait à arrondir à l'unité inférieure/supérieure ces moyennes.

TABLEAU 20 MOYENNES DES PLAINTES RECEVABLES POUR PROBLÈME D'INDEX PAR GRD

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Moyenne période 2015-2016	1,17	1	99,17	28,50	1

Toutefois, il existe également la possibilité de retenir une approche plus statistique. C'est cette option qui est retenue par la CWaPE.

Les statistiques de plaintes au SRME par GRD ont une distribution discrète. Les données de PBE et de Gaselwest ont été groupées avec celles d'ORES. À ce stade, deux alternatives sont possibles, c'est-à-

dire un calcul soit sur la base d'une distribution de Poisson, soit sur la base d'une distribution binomiale.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution de Poisson tient compte du nombre de plaintes reçues au fil des ans. Vu que le nombre de plaintes (x) observée est faible dans plusieurs cas, la méthode des grands échantillons (qui requiert $x \geq 20$) n'a pas été retenue au profit de la méthode tabulaire, à préférer en cas de petits échantillons. L'usage de ce calcul est donc possible.

Ce calcul présente l'avantage de la simplicité puisqu'il ne considère que le nombre de plaintes de chaque GRD. Il est aussi robuste pour une courte série de données disponibles (six données par GRD), même si cela implique que, pour atteindre une fiabilité certaine sur la base de peu de données, l'intervalle s'élargit. Son inconvénient réside en ce qu'étant individualisé, un GRD dont la qualité eut été historiquement excellente se verrait attribuer un KPI cible basé uniquement sur cette excellence, même si elle est difficile à perpétuer ; en sens inverse, un GRD historiquement médiocre se verrait attribuer un KPI cible plus facile à atteindre.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution binomiale tient compte du nombre de plaintes reçues par GRD (x) et du nombre de compteurs de ce GRD (n). La proportion de plaintes du GRD est estimée égale au rapport entre la somme des plaintes annuelles et la somme des compteurs annuels (x/n). Le nombre de compteurs pris en compte dans le calcul (m) est considéré comme égal au nombre de compteurs de la dernière année connue. La méthode des grands échantillons ne peut de toute façon être appliquée car les conditions d'applications ne sont pas toujours remplies pour tous les GRD vu le faible nombre de plaintes de type index. En revanche, l'usage de la méthode de Wilson (ou d'Agresti-Coull) ne pose pas de soucis vu les grands échantillons.

De son côté, le calcul d'intervalle au moyen de la distribution binomiale présente un premier avantage de la finesse de calcul puisqu'il tient compte de la proportion de plaintes rapportées au nombre de compteurs. Son second avantage réside en ce que, en considérant l'ensemble des données disponibles pour tous les GRD en une fois, le calcul gagne en fiabilité. Ces deux avantages compensent largement le léger inconvénient de partir du nombre de compteurs de la dernière année disponible, néanmoins réaliste, pour calculer l'intervalle de tolérance. Vu l'impact théoriquement possible, même si peu probable, d'une modification annuelle substantielle du nombre de compteurs, un recalcul de l'intervalle sur la base d'une mise à jour de ce dernier paramètre resterait imaginable. De plus, en prenant en compte l'ensemble des données disponibles dans la détermination du KPI cible, un GRD médiocre serait naturellement incité à s'améliorer pour se situer au même niveau que ses pairs. Malheureusement, la mise en commun des données des GRD pourrait laisser croire qu'une comparaison entre GRD a été réalisée alors qu'il s'agit d'établir une base de comparaison commune à tous les GRD. Pour éviter le risque d'une interprétation erronée, cette méthode a été écartée.

Pour ces raisons, la méthode statistique retenue est le calcul d'un intervalle de tolérance sur la base d'une distribution de Poisson selon la méthode tabulaire.

Afin d'inciter les GRD à maintenir stable le nombre de plaintes, un taux de couverture de 50% paraît judicieux. Cela revient à dire que l'on s'attend, une année sur deux, au respect de l'objectif en tenant compte à la fois de l'historique et des variations statistiques.

Le niveau de confiance retenu est de 95%, ce qui permet de matérialiser un faible risque d'erreur statistique.

Puisqu'il s'agit de plafonner le nombre de plaintes, le risque d'erreur sera concentré sur ce plafond (limite supérieure) et le calcul sera unilatéral.

TABLEAU 21 RÉSULTATS STATISTIQUES RELATIFS AUX PLAINTES RECEVABLES POUR PROBLÈME D'INDEX

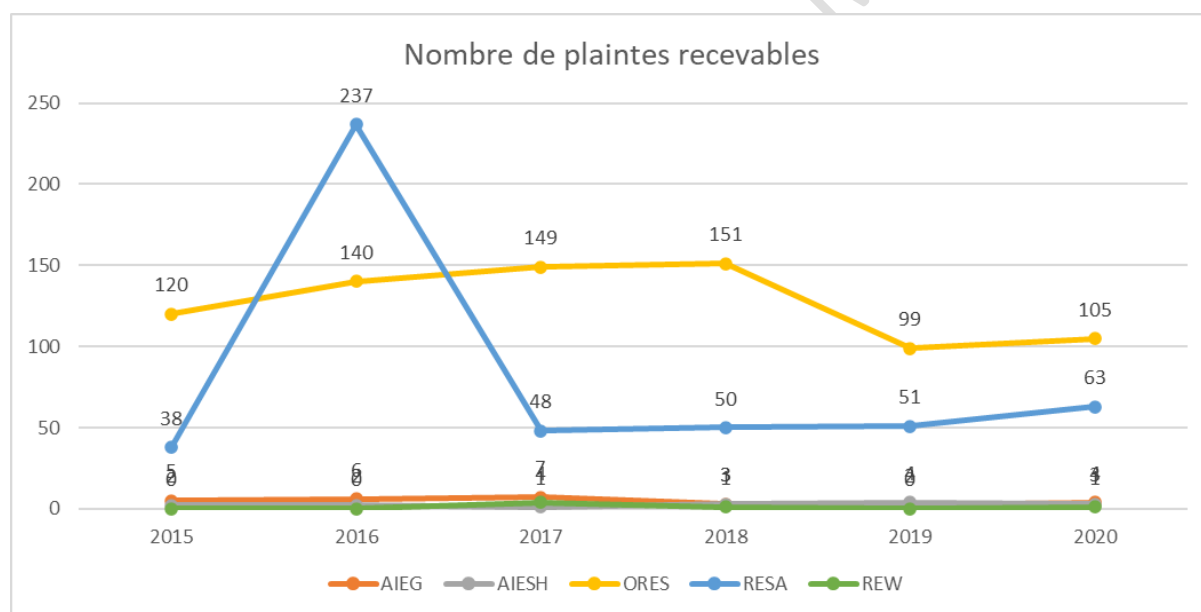
		AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Historique 2015-2020 du nombre moyen de plaintes de type index par compteurs en 2019 pour tous les GRD	alpha=0,05 P=95% unilatéral tabulaire(n<=5)	2	2	103	29	2

4.4.4. Indicateurs relatifs à la satisfaction des clients finals / qualité commerciale (électricité et gaz) - Les plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution hors problème d'index

Les données relatives à cet indicateur de qualité proviennent des données du Service Régional de Médiation de la CWaPE.

Lors de l'analyse des données chiffrées des différents GRD, la CWaPE constate que les plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution sont les suivantes :

GRAPHIQUE 9 NOMBRE DE PLAINTES RECEVABLES PAR GRD



Une première approche consiste à analyser une moyenne « classique » des plaintes recevables pour problème d'index par GRD. L'inconvénient de cette approche est qu'elle aboutit notamment à des valeurs fractionnées difficile à mettre en œuvre concrètement. Une solution consisterait à arrondir à l'unité inférieure/supérieure ces moyennes.

TABLEAU 22 MOYENNES DES PLAINTES RECEVABLES POUR PROBLÈME D'INDEX PAR GRD

	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Moyenne période 2015-2016	4,50	2,50	127,33	81,17	1,00

Toutefois, il existe également la possibilité de retenir une approche plus statistique. C'est cette option qui est retenue par la CWaPE.

Les statistiques de plaintes au SRME par GRD ont une distribution discrète. Les données de PBE et de Gaselwest ont été groupées avec celles d'ORES. À ce stade, deux alternatives sont possibles, c'est-à-dire un calcul soit sur la base d'une distribution de Poisson, soit sur la base d'une distribution binomiale.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution de Poisson tient compte du nombre de plaintes reçues au fil des ans. Vu que le nombre de plaintes (x) observée est faible dans plusieurs cas, la méthode des grands échantillons (qui requiert $x \geq 20$) n'a pas été retenue au profit de la méthode tabulaire, à préférer en cas de petits échantillons. L'usage de ce calcul est donc possible.

Ce calcul présente l'avantage de la simplicité puisqu'il ne considère que le nombre de plaintes de chaque GRD. Il est aussi robuste pour une courte série de données disponibles (six données par GRD), même si cela implique que, pour atteindre une fiabilité certaine sur la base de peu de données, l'intervalle s'élargit. Son inconvénient réside en ce qu'étant individualisé, un GRD dont la qualité eut été historiquement excellente se verrait attribuer un KPI cible basé uniquement sur cette excellence, même si elle est difficile à perpétuer ; en sens inverse, un GRD historiquement médiocre se verrait attribuer un KPI cible plus facile à atteindre.

Le calcul d'un intervalle au moyen d'une distribution binomiale tient compte du nombre de plaintes reçues par GRD (x) et du nombre de compteurs de ce GRD (n). La proportion de plaintes du GRD est estimée égale au rapport entre la somme des plaintes annuelles et la somme des compteurs annuels (x/n). Le nombre de compteurs pris en compte dans le calcul (m) est considéré comme égal au nombre de compteurs de la dernière année connue. La méthode des grands échantillons ne peut de toute façon être appliquée car les conditions d'applications ne sont pas toujours remplies pour tous les GRD vu le faible nombre de plaintes de type index. En revanche, l'usage de la méthode de Wilson (ou d'Agresti-Coull) ne pose pas de soucis vu les grands échantillons.

De son côté, le calcul d'intervalle au moyen de la distribution binomiale présente un premier avantage de la finesse de calcul puisqu'il tient compte de la proportion de plaintes rapportées au nombre de compteurs. Son second avantage réside en ce que, en considérant l'ensemble des données disponibles pour tous les GRD en une fois, le calcul gagne en fiabilité. Ces deux avantages compensent largement le léger inconvénient de partir du nombre de compteurs de la dernière année disponible, néanmoins réaliste, pour calculer l'intervalle de tolérance. Vu l'impact théoriquement possible, même si peu probable, d'une modification annuelle substantielle du nombre de compteurs, un recalcul de l'intervalle sur la base d'une mise à jour de ce dernier paramètre resterait imaginable. De plus, en prenant en compte l'ensemble des données disponibles dans la détermination du KPI cible, un GRD médiocre serait naturellement incité à s'améliorer pour se situer au même niveau que ses pairs. Malheureusement, la mise en commun des données des GRD pourrait laisser croire qu'une comparaison entre GRD a été réalisée alors qu'il s'agit d'établir une base de comparaison commune à tous les GRD. Pour éviter le risque d'une interprétation erronée, cette méthode a été écartée.

Pour ces raisons, la méthode statistique retenue est le calcul d'un intervalle de tolérance sur la base d'une distribution de Poisson selon la méthode tabulaire.

Afin d'inciter les GRD à maintenir stable le nombre de plaintes, un taux de couverture de 50% paraît judicieux. Cela revient à dire que l'on s'attend, une année sur deux, au respect de l'objectif en tenant compte à la fois de l'historique et des variations statistiques.

Le niveau de confiance retenu est de 95%, ce qui permet de matérialiser un faible risque d'erreur statistique.

Puisqu'il s'agit de plafonner le nombre de plaintes, le risque d'erreur sera concentré sur ce plafond (limite supérieure) et le calcul sera unilatéral.

TABLEAU 23 RÉSULTATS STATISTIQUES RELATIFS AUX PLAINTES RECEVABLES (HORS PROBLÈME D'INDEX)

		AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
Historique 2015-2020 du nombre moyen de plaintes hors type index par compteurs en 2019 pour tous les GRD	Alpha = 0,05 P=95% unilatéral tabulaire(n<=5)	6	4	129	83	2

4.4.5. Indicateurs relatifs à la gestion des pertes en réseau (électricité) - le taux de perte

La CWaPE souhaite monitorer les données relatives au taux de perte global par gestionnaire de réseau de distribution :

$$\text{Taux de perte} = \frac{\text{Pertes réseau issues de l'allocation} + (\text{ou } -) \text{ rest term issu de la réconciliation}}{\text{volume d'infeed total}}$$

Avec :

- ✓ Pertes réseau issues de l'allocation = volume de pertes tel que calculé dans l'allocation du GRD pour l'année N-3 ;
- ✓ Rest term issu de la réconciliation (+/-) = volume du rest term du GRD issu du run Z de la réconciliation pour l'année N-3 ;
- ✓ Volume d'infeed total = volume total d'infeed du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N-3, à savoir la somme des volumes de l'année N-3 suivants :
 - +/- Injection Grands postes Elia/RTE ;
 - +/- Transit net avec les autres gestionnaires de réseau de distribution (Entrées - Sorties) ;
 - + Injection des productions locales.

Toutefois, les données relatives au calcul de cet indicateur ne sont actuellement pas disponibles et devront être collectées dans le futur, après définition d'un plan d'actions et d'un échéancier avec les gestionnaires de réseau de distribution. Il est attendu des gestionnaires de réseau de distribution premièrement un plan d'action pour recueillir ces données et deuxièmement de rapporter l'indicateur requis à partir des données du 1^{er} janvier 2022.

La CWaPE disposera ainsi d'un historique de 5 ans (2022, 2023, 2024, 2025 et 2026) dans le courant de la période régulatoire 2024-2028 (en 2027). **L'objectif à atteindre par les GRD pour cet indicateur sera donc mis en place dans le courant du 2^{ème} semestre 2027.**

Les gestionnaires de réseau de distribution devront remettre concomitamment à la proposition tarifaire 2024-2028, un plan d'action conduisant à collecter les données requises pour le calcul du taux de rectification.

4.5. Résumé des objectifs et échéanciers

Lors de la consultation relative aux lignes directrices référencées CD-19I10-CWaPE-0025 organisée du 16 septembre au 31 octobre 2019, l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution considéraient que la liste initialement proposée de 24 indicateurs devrait être réduite. Au terme de

la consultation, la liste d'indicateurs avait d'ailleurs été restreinte par la CWaPE à 16 indicateurs à analyser.

Depuis le début des analyses initiées en 2019 sur les indicateurs de qualité, la volonté de la CWaPE (tel qu'il ressortait des lignes directrices référencées CD-19I10-CWaPE-0025) n'était pas de faire entrer tous les indicateurs dans le mécanisme d'incitant financier. À la suite de l'analyse menée sur les 16 indicateurs retenus dans les lignes directrices mises à jour (CD-20D23-CWaPE-0029), dans le cadre de l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire, seuls trois indicateurs seront mis en œuvre au premier janvier 2024 et six⁴⁸ autres le seront progressivement durant la période régulatoire 2024-2028, comme repris ci-dessous :

TABLEAU 24 INDICATEURS RETENUS

	Indicateur	Objectif	Données historiques	Echéancier
Fiabilité	1 SAIDI « propre GRD »	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024
	2 SAIFI « propre GRD »	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026
	3 SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026
	4 SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026
Délais de service	5 Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2027
	6 Délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget	Non retenu		
	7 Délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget (en jours)			
Données de comptage	8 Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	A définir	A construire	Go Live MIG6 (11/2021) 2 ^{ème} semestre 2027
	9 Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024
Production décentralisée	Production décentralisée	A définir	A construire	A définir en collaboration avec le direction technique
Satisfaction	10 Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024
	11 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Interruption de fourniture non planifiée > 6 heures	Non retenu		
	12 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Incidents réseau			
	13 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Erreur administrative			
	14 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Switch			
	15 Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Délais de raccordement			
Pertes	16 Taux de perte	A définir	A construire	Plan d'actions à déterminer par GRD 2 ^{ème} semestre 2027

⁴⁸ Sans préjudice des indicateurs de qualité supplémentaires ou en remplacement de(s) indicateurs tels que listés dans les lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029 qui pourraient être définis en cours de période régulatoire.

4.6. Détermination de l'incitant financier (terme « qualité »)

En ce qui concerne la **valorisation du terme « qualité »**, la CWaPE est d'avis que, pour constituer un réel facteur incitatif et responsabiliser les gestionnaires de réseau de distribution à respecter leurs objectifs individuels, la valorisation du terme « qualité » pourra être positive (majoration) ou négative (minoration) selon les résultats, mesurés individuellement, de chaque gestionnaire de réseau de distribution.

4.6.1. Principes de base

La définition d'objectifs de qualité et d'un incitant financier doivent faire l'objet d'attentions particulières puisque :

- l'imposition d'objectifs trop contraignants ou d'un incitant financier trop élevé pourrait impliquer, d'une part, un coût supplémentaire significatif pour l'utilisateur du réseau, et, d'autre part, l'incapacité pour les gestionnaires de réseau de distribution d'atteindre ces objectifs à un coût raisonnable ; et
- l'imposition d'objectifs trop peu contraignants ou d'un incitant financier trop faible ne serait pas pris en considération par les gestionnaires de réseau de distribution, et, n'aboutirait *in fine* pas à atteindre l'objectif de qualité de service poursuivi.

Comme précisé précédemment, la CWaPE a opté pour une approche prudente en visant la stabilité des objectifs des indicateurs de qualité de chaque GRD, par rapport aux données historiques des gestionnaires de réseau de distribution. Par ce choix, la CWaPE affiche sa volonté, dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire, de ne pas rechercher un niveau de qualité supérieur mais bien une stabilité tant sur le plan de la qualité que tarifaire (la qualité actuelle étant d'ores et déjà le reflet des investissements réalisés) en déterminant une enveloppe budgétaire raisonnable pour cette première mise en application.

En matière de régulation tarifaire, il y a pratiquement autant d'approches utilisées pour déterminer la hauteur de l'incitant financier qu'il y a de régulateurs :

- BRUGEL a défini son enveloppe incitative comme suit :
« Pour la période régulatoire 2020-2024, le montant de l'enveloppe incitative sera mesuré annuellement en appliquant un **pourcentage de 2,75% à la valeur de la marge équitable**. Cette valeur sera calculée lors du contrôle ex-post »⁴⁹ ;
- le VREG⁵⁰ a opté pour une enveloppe totale à distribuer égale à un certain **pourcentage de la somme de tous les revenus initialement autorisés pour les coûts endogènes** des gestionnaires de réseau de distribution ;
- la CREG se réfère à des **pourcentages variant de 0,06 % à 0,24 % de la base d'actifs régulés**⁵¹ ;

⁴⁹ Commission de régulation de l'énergie en région de Bruxelles-Capitale – Méthodologie 2020-2024 – Partie 4.

⁵⁰ VREG - Tariefmethodologie reguleringsperiode 2017-2020: Bijlage 10: De kwaliteitsprikkel.

⁵¹ CREG - Méthodologie tarifaire 2020 – 2023.

- Selon l'étude Schwartz and Co⁵² :

- en France, les enveloppes attribuées sont de l'ordre de **2 à 4 % du revenu autorisé** :
« les montants des bonus/malus relatifs aux mécanismes d'incitation à la qualité de service en cohérence avec les pratiques observées dans les pays voisins étudiés, afin qu'ils représentent chaque année au total de l'ordre de 2 à 4% du revenu autorisé » ;
- en Allemagne, incitation sur la qualité de fourniture : seuls les gestionnaires de réseau d'électricité sont soumis à une incitation sur la qualité de service, et seulement depuis le 01.01.2012, via un *bonus/malus* basé sur le SAIDI (basse tension) et l'ASIDI (moyenne tension) de chaque opérateur. Ces indicateurs sont en plus publiés sous forme non anonyme pour augmenter la transparence et la compréhension de la régulation sur la qualité. Le *bonus/malus* peut influencer le revenu dans un **corridor de +/- 4 % (symétrique) des coûts contrôlables** ;
- en Espagne, les GRD sont soumis à différents objectifs annuels de qualité de service via des termes de *bonus/malus* :
 - *bonus/malus* d'amélioration de la qualité de l'énergie fournie, pouvant osciller entre **-3% et +2% de la rétribution autorisée totale sans incitations** ;
 - *bonus/malus* de réduction des pertes techniques, pouvant osciller entre **-2% et +1% de la rétribution autorisée totale sans incitations** ;
 - *bonus/malus* de réduction de la fraude, pouvant atteindre **+1,5% de la rétribution autorisée totale sans incitations** ;
- en Irlande, pour la distribution, les incitations (à l'exception du *Worst Served Customer*) sont limitées à **+/- 4% du revenu autorisé annuel**. De plus, individuellement, les incitations *Customer Minute Lost*, *Customer Interruptions*, et les incitations sur les pertes sont chacune limitées à +/- 1,5% du revenu autorisé annuel.

Lors de la consultation relative aux lignes directrices référencées CD-19I10-CWaPE-0025 organisée du 16 septembre au 31 octobre 2019, ORES et RESA ont souligné l'importance d'une approche prudente et d'un niveau raisonnable pour la détermination du terme « qualité » :

- ORES : « ORES plaide en tous cas pour une approche prudente pour une première régulation en termes de qualité de service. Faire dépendre 4% du revenu autorisé comme il semble que ce soit pratiqué en France nous semble trop important. En outre, il conviendra de veiller à ce que la hauteur de l'incitant soit proportionnée au gain en termes de qualité de service qui peut être retiré pour les utilisateurs de réseaux (voir également ci-dessous). » ;
- RESA : « L'impact du facteur Q potentiellement estimé à 2 ou 4% du Revenu Autorisé nous semble conséquent voire trop élevé à vu des montants en jeu et des nombreux défis auxquels le GRD sera confronté dans les années à venir.
Nous sommes favorables lors de la première période réglementaire soumise au facteur Q de maintenir l'effet de celui-ci à un niveau raisonnable (prudence). »

Dans ses commentaires, RESA précise également que : « Le facteur Q devrait être exprimé en un pourcentage limité du revenu autorisé et tenir compte de la hauteur du facteur X, compte tenu de l'interdépendance entre les 2 facteurs. »

⁵² Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel – Rapport final – Version publique, 23 novembre 2015 – Schwartz and Co Strategy Consulting (page 14).

Partant de ce constat et après analyse approfondie des données des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne, la CWaPE constate que la détermination de l'incitant financier doit prendre en compte l'ensemble des éléments suivants :

- refléter les indicateurs de qualité suivis et leur mise en œuvre effective (pour rappel, à la suite de problèmes de fiabilité ou d'absence de données, certains indicateurs ne pourront être suivis qu'en fin de période réglementaire 2024-2028) ;
- le maintien d'un niveau de qualité existant qui signifie automatiquement que l'utilisateur de réseau final ne doit pas supporter un coût trop élevé (en l'absence de coût/gain incrémental de qualité, le montant de la majoration/minoration devrait être nul) ;
- l'approche prudente préconisée par les gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre d'une première mise en œuvre de l'incitant financier ;
- l'absence de réflectivité des coûts pour valoriser les indicateurs de qualité suivis à l'heure actuelle (à titre d'exemple, en Région Wallonne, nous ne disposons pas de la valeur de l'énergie non distribuée pour le SAIDI) ;
- l'importance d'éviter un biais sur la qualité à la suite de l'instauration d'un facteur x.

Quoiqu'il en soit, afin de limiter d'une part l'importance des incitants financiers qui pourraient amener le gestionnaire de réseau de distribution à effectuer des arbitrages non vertueux (surinvestir dans les réseaux afin de réduire les temps d'interruption au détriment d'autres coûts contrôlables, immédiatement reporter les délais de raccordement ou d'étude sur des facteurs exogènes ou la responsabilité des URD,...), et, d'autre part le risque encouru par ce dernier si une importante sous-performance devait être mesurée, les incitants financiers seront plafonnés (à la hausse comme à la baisse) et de façon symétrique.

4.6.2. Détermination de l'enveloppe financière pour le terme « qualité »

La section suivante expose la manière dont la CWaPE entend déterminer un incitant financier individuel par indicateur de qualité. Tout d'abord, les principes permettant de déterminer la base de calcul utilisée pour définir l'enveloppe globale du terme « qualité » sont expliqués, ensuite est précisée la façon dont la CWaPE définit le pourcentage à appliquer à cette base de calcul, et enfin est exposée la façon dont cette enveloppe globale sera répartie par indicateur de qualité.

4.6.2.1. La base de calcul pour l'incitant financier

Lors de l'élaboration des lignes directrices CD-20d23-CWaPE-0029, les gestionnaires de réseaux de distribution ont fait valoir à de multiples reprises qu'il ne serait pas justifié de lier à des facteurs exogènes (ou hors de contrôle) un incitant financier. Le corollaire étant qu'il convient également de neutraliser pour l'URD les conséquences liées à des coûts sur lesquels les GRD n'ont aucune emprise et qui ne participent pas à la qualité de leurs services (exemple : impôts des sociétés, redevance de voirie, etc.). Cela signifie donc que la base de calcul de l'incitant financier doit uniquement référer à des coûts contrôlables du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans le même ordre d'idée, au sein même de ces coûts contrôlables, un ensemble de coûts relevant d'obligations de service public :

- ne contribuent que marginalement à la qualité de service des gestionnaires de réseau de distribution telle qu'elle sera suivie par les indicateurs de qualité retenus par la CWaPE, d'une part, parce qu'ils représentent environ 13 % des coûts contrôlables et, d'autre part,

parce que ces coûts n'interviennent pas directement dans les coûts permettant d'influencer la qualité de services offerts par les GRD;

- aussi, ils font d'ores et déjà l'objet d'indemnisations prévues par les décrets.

Il ne serait dès lors pas logique de faire supporter :

- une minoration du revenu autorisé au gestionnaire de réseau de distribution pour la partie OSP des coûts contrôlables; et
- un coût supplémentaire à l'URD sur des éléments qui n'interviennent pas ou peu dans la qualité des services offerts.

Par conséquent, les coûts contrôlables relatifs aux obligations de service public doivent également être exclus de la base de calcul.

Enfin, les gestionnaires de réseau de distribution vont bénéficier de divers éléments tels que le facteur d'évolution globale des coûts (coûts additionnels) ou encore les subsides liés à la smartisation des réseaux qui constituent soit une majoration du revenu autorisé, soit un revenu supplémentaire pour le gestionnaire de réseau de distribution en dehors du cadre méthodologique. Dans le cas des coûts additionnels pour la période 2024-2028, ils contribueront de manière collatérale à l'amélioration de la qualité des services offerts (le compteur communicant devrait logiquement diminuer le nombre de plainte pour index, par exemple). D'une certaine manière, au travers de ces coûts additionnels, le gestionnaire de réseau de distribution bénéficie d'ores et déjà d'un revenu supplémentaire à charge de l'utilisateur du réseau de distribution. Ils ne doivent donc raisonnablement pas être minoré/majoré d'un montant supplémentaire au titre d'incitant financier pour la qualité des services/produits offerts, ce qui reviendrait à faire payer une seconde fois l'URD pour la transition écologique (majoration) ou retirer des montant (minoration) pour la transition écologique.

En conclusion, la base de calcul retenue pour la détermination de l'incitant financier est constituée de la moyenne des coûts contrôlables 2024-2028, hors OSP et hors charges nettes contrôlables additionnelles, budgétés et indexés de chaque GRD. Les budgets et l'indexation sont réalisés conformément au Titre II - Chapitre 2 - Section 1 du projet de méthodologie tarifaire (détermination du revenu autorisé budgété *ex ante*).

4.6.2.2. Pourcentage de calcul

Comme indiqué ci-dessus, pour plusieurs raisons la CWaPE a décidé d'opter pour une approche prudente en matière de détermination du pourcentage à appliquer sur la base de calcul telle que définie ci-dessus.

Aux arguments cités précédemment en faveur d'une 'faible' enveloppe budgétaire pour l'incitant financier, s'ajoute la nécessité grandissante, vu les récentes crises successives, de maîtriser l'évolution de la facture des URD.

Par conséquent, un des drivers sous-jacents à la détermination de l'enveloppe budgétaire est que l'impact annuel maximum (en 2028) soit inférieur à 1 euro par EAN. Cette balise conduit à adopter un terme qualité correspondant, en 2028, à 0,5% de l'enveloppe représentée par la moyenne des coûts contrôlables 2024-2028, hors OSP et hors charges nettes contrôlables additionnelles, budgétés et indexés de chaque GRD.

En effet, sur la base de ces hypothèses, la CWaPE a procédé à l'analyse de différentes possibilités afin de déterminer une enveloppe budgétaire prudente et raisonnable tant du point de vue du gestionnaire de réseaux de distribution que du point de vue de l'utilisateur final.

La CWaPE a effectivement évalué l'impact potentiel que représenterait 0,25 %, 0,5 %, 1 % et 1,5 % de la base définie au point 4.7.1 ci-dessus. Sur la base de ces simulations, la CWaPE constate qu'un pourcentage de 0,5 % de l'enveloppe budgétaire représenterait en 2028, si l'ensemble des objectifs sont atteint par les gestionnaires de réseaux de distribution, 0,95 euros par EAN pour l'électricité et 0,92 euros par EAN pour le gaz.

Le tableau ci-dessous montre les différentes valeurs de l'enveloppe budgétaire :

TABLEAU 25 ESTIMATION DE L'ENVELOPPE BUDGÉTAIRE GLOBALE

Pourcentage moyenne des coûts contrôlables 2024-2028, hors OSP et hors charges nettes contrôlables additionnelles, budgétés et indexés					
0,25%	2024	2025	2026	2027	2028
Enveloppe totale Electricité	238.161,06 €	238.161,06 €	238.161,06 €	463.787,33 €	1.002.783,43 €
Enveloppe totale Gaz	73.186,75 €	73.186,75 €	73.186,75 €	73.186,75 €	344.408,22 €
Enveloppe Totale	311.347,81 €	311.347,81 €	311.347,81 €	536.974,08 €	1.347.191,65 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,11 €	0,11 €	0,11 €	0,22 €	0,47 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,10 €	0,10 €	0,10 €	0,10 €	0,46 €
Estimation par rapport au revenu autorisé réel 2019 :					
Coût max (minoration) des GRDs Electricité	0,053%	0,053%	0,053%	0,103%	0,222%
Coût max (minoration) des GRDs Gaz	0,044%	0,044%	0,044%	0,044%	0,205%
0,50%	2024	2025	2026	2027	2028
Enveloppe totale Electricité	476.322,13 €	476.322,13 €	476.322,13 €	927.574,67 €	2.005.566,85 €
Enveloppe totale Gaz	146.373,50 €	146.373,50 €	146.373,50 €	146.373,50 €	688.816,45 €
Enveloppe Totale	622.695,62 €	622.695,62 €	622.695,62 €	1.073.948,16 €	2.694.383,30 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,23 €	0,23 €	0,23 €	0,44 €	0,95 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,20 €	0,20 €	0,20 €	0,20 €	0,92 €
Estimation par rapport au revenu autorisé réel 2019 :					
Coût max (minoration) des GRDs Electricité	0,106%	0,106%	0,106%	0,206%	0,444%
Coût max (minoration) des GRDs Gaz	0,087%	0,087%	0,087%	0,087%	0,411%
1,00%	2024	2025	2026	2027	2028
Enveloppe totale Electricité	952.644,26 €	952.644,26 €	952.644,26 €	1.855.149,34 €	4.011.133,71 €
Enveloppe totale Gaz	292.746,99 €	292.746,99 €	292.746,99 €	292.746,99 €	1.377.632,90 €
Enveloppe Totale	1.245.391,25 €	1.245.391,25 €	1.245.391,25 €	2.147.896,33 €	5.388.766,60 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,45 €	0,45 €	0,45 €	0,88 €	1,90 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,39 €	0,39 €	0,39 €	0,39 €	1,84 €
Estimation par rapport au revenu autorisé réel 2019 :					
Coût max (minoration) des GRDs Electricité	0,211%	0,211%	0,211%	0,411%	0,889%
Coût max (minoration) des GRDs Gaz	0,175%	0,175%	0,175%	0,175%	0,822%
1,50%	2024	2025	2026	2027	2028
Enveloppe totale Electricité	1.428.966,38 €	1.428.966,38 €	1.428.966,38 €	2.782.724,01 €	6.016.700,56 €
Enveloppe totale Gaz	439.120,49 €	439.120,49 €	439.120,49 €	439.120,49 €	2.066.449,34 €
Enveloppe Totale	1.868.086,87 €	1.868.086,87 €	1.868.086,87 €	3.221.844,49 €	8.083.149,90 €
Estimation par EAN (base EAN 2019)					
Coût max par EAN (majoration) Electricité	0,68 €	0,68 €	0,68 €	1,31 €	2,84 €
Coût max par EAN (majoration) Gaz	0,59 €	0,59 €	0,59 €	0,59 €	2,76 €
Estimation par rapport au revenu autorisé réel 2019 :					
Coût max (minoration) des GRDs Electricité	0,317%	0,317%	0,317%	0,617%	1,333%
Coût max (minoration) des GRDs Gaz	0,262%	0,262%	0,262%	0,262%	1,233%

4.6.2.3. Répartition de l'enveloppe globale par indicateur de qualité

À l'instar de ce qui se fait en Région de Bruxelles-Capitale⁵³, la CWaPE souhaite répartir l'enveloppe budgétaire des majorations/minorations du revenu autorisé au titre de terme « qualité » entre les différents indicateurs de qualité et leur mise en œuvre effective.

La répartition de l'enveloppe budgétaire de l'incitant financier tient donc compte :

- du nombre d'indicateurs disponibles en fin de période tarifaire en fonction du fluide concerné (4 indicateurs pour le gaz et 9 indicateurs pour l'électricité) ;
- de l'importance de l'impact de l'indicateur sur le confort des utilisateurs de réseau de distribution ; et
- de l'importance relative de l'activité concernée (en termes de complexité des processus et de moyens nécessaires pour développer les indicateurs y relatifs)⁵⁴.

La CWaPE propose comme point de départ de considérer que le poids des indicateurs liés à la fiabilité des réseaux est de 30 % de l'enveloppe globale allouée au terme « qualité ». Ce taux reflète, selon la CWaPE, d'une part, l'importance accordée par l'URD à la continuité d'alimentation en électricité et d'autre part, le « poids » que représente intuitivement ce service dans les revenus des GRD. Par ailleurs, il est similaire à celui retenu par BRUGEL.

Ensuite, les indicateurs liés au développement du MIG6 et arrivant plus tardivement en période réglementaire se sont vu attribuer des poids moins importants :

- le taux de rectification des index/courbe de charge est pondéré à concurrence de 18,75 % (75 % de 25 %) de l'enveloppe électricité et de 33,75 % (75 % de 45 %) de l'enveloppe gaz; et
- le taux de perte de 10 % de l'enveloppe électricité.

En ce qui concerne les indicateurs relatifs aux données de comptage, s'ajoute aux taux de rectification des index/courbes de charges, le nombre de plaintes recevables pour problème d'index à concurrence de 6,25 % pour l'électricité et 11,25 % pour le gaz. L'activité de comptage représente donc 25 % de l'enveloppe en électricité (soit un poids identique à celui retenu par BRUGEL) et 45 % en gaz. Le poids plus élevé en gaz provient du fait que la CWaPE dispose de moins d'indicateurs de qualité pour le gaz que BRUGEL.

Il reste alors deux indicateurs à intégrer dans la répartition de l'enveloppe budgétaire de l'incitant financier :

- le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) a été pondéré à concurrence de 25 % pour l'électricité (proche des 30 % retenu par BRUGEL) et 45 % pour le gaz (en raison du nombre restreint d'indicateurs gaz) ;
- les plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution constituent les 10 % restant des enveloppes électricité et gaz. Ce qui reste cohérent avec les moyens probablement moins conséquents à engager pour atteindre l'objectif défini.

⁵³ Méthodologie tarifaire 2020-2024 – Partie 3 Motivations de la méthodologie gaz & Partie 4 – Méthodologie électricité, BRUGEL.

⁵⁴ *Ibidem*.

TABLEAU 26 RÉPARTITION DE L'ENVELOPPE GLOBALE PAR INDICATEUR DE QUALITÉ

											Poids (% de l'enveloppe globale)			
		Indicateur	Objectif	Données historiques	Echéancier	2024	2025	2026	2027	2028	Electricité		Gaz	
Fiabilité	1	SAIDI « propre GRD »	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024	x	x	x	x	x	25%		0%	
	2	SAIFI « propre GRD »	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026				x	x	25%		0%	
	3	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026				x	x	30%	0%	0%	
	4	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2026				x	x	25%		0%	
Délais de service	5	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	A définir	A construire	// plan d'actions RQ 2 ^{ème} semestre 2027					x	100%		100%	
	6	Délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget	Non retenu								25%	0%	45%	0%
	7	Délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget (en-jours)									0%		0%	
Données de compliance	8	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	A définir	A construire	Go Live MIG6 2 ^{ème} semestre 2027					x	25%	75%	45%	75%
	9	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024	x	x	x	x	x	25%		25%	
Production décentralisée		Production décentralisée	A définir	A construire	A définir en collaboration avec le direction technique						0%	0%		0%
Satisfaction	10	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	Individuel	2015-2019	Mise en œuvre à partir du 01/01/2024	x	x	x	x	x	100%		100%	
	11	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Interruption de fourniture non planifiée > 6 heures	Non retenu								0%		0%	
	12	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Incidents réseau									0%		0%	
	13	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Erreur administrative									0%		0%	
	14	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Switch									0%		0%	
	15	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Délais de raccordement									0%		0%	
Pertes	16	Taux de perte	A définir	A construire	Plan d'actions à déterminer par GRD 2 ^{ème} semestre 2028					x	10%	100%	0%	0%

Au terme de la période tarifaire, la CWaPE et les gestionnaires de réseau de distribution évalueront la répartition de l'enveloppe telle que définie ci-dessus.

Section 5 : La quote-part des soldes régulateurs

L'article 38 prévoit que le revenu autorisé peut inclure des charges ou produits permettant la répercussion des soldes régulateurs ayant fait l'objet d'une décision d'approbation et d'affectation de la part de la CWaPE.

Ces charges ou produits diminuent ou augmentent le revenu autorisé budgété selon qu'il s'agit d'un passif ou d'un actif régulateur.

Les règles relatives à la détermination et l'affectation des actifs et passifs réglementaires d'application dans la période réglementaire 2019-2023 restent inchangées pour la période réglementaire 2024-2028.

Chapitre 2 – Les règles de détermination et de révision du revenu autorisé

Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété *ex ante*

1.1. Le revenu autorisé annuel

L'article 39 du projet de méthodologie tarifaire rappelle la formule générale de calcul du revenu autorisé établie à l'article 8, en guise d'introduction aux articles 40 à 50 qui établissent les modalités particulières de calcul des éléments du revenu autorisé pour les années 2024 à 2028, à savoir :

- les charges nettes opérationnelles contrôlables (cf. 1.2.1) ;
- les charges nettes opérationnelles non contrôlables (cf. 1.2.2) ;
- la marge bénéficiaire équitable (cf. 1.3) ;
- la quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés (cf. 1.4)
- le terme « qualité » (cf. 1.5).

1.2. Les charges nettes opérationnelles

1.2.1. Les charges nettes opérationnelles contrôlables

Les changements apportés par rapport à la période réglementaire 2019-2023 concernent :

- la suppression du *Business Plan* (cf. 1.2.1.1) ;
- la suppression de la distinction variable/fixe pour les coûts OSP contrôlables (cf. 1.2.1.2) ;
- la formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2024 et ses paramètres (coûts réels historiques utilisés, paramètre indexation, CNC additionnelles 2024) (articles 40 à 43 et 46 du projet de méthodologie tarifaire) (cf. 1.2.1.3) ;
- la formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2025-2028 et ses paramètres (Facteur d'évolution des coûts, facteurs d'efficacité individuels, paramètre indexation) (article 44 à 46 du projet de méthodologie tarifaire) (cf. 1.2.1.4) ;
- la quote-part des soldes réglementaires : suppression de l'acompte 2008-2014 (entièrement apuré fin 2022) (cf. 1.2.1.5).

1.2.1.1. La suppression du *business plan*

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoyait que les GRD établissent un plan d'affaire (*business plan*) montrant l'évolution chiffrée des charges, produits et investissements au cours de la période régulatoire ainsi que des explications, justifications des chiffres et hypothèses adoptées par le GRD pour établir son plan d'affaire. Ce plan d'affaire avait pour objectif de permettre à la CWaPE d'avoir une vision sur l'évolution des coûts des GRD au cours de la période régulatoire et de comparer la trajectoire des coûts contrôlables avec la trajectoire définie par la méthodologie tarifaire. Il s'agissait de données purement informatives et qui ne faisaient pas l'objet d'une approbation de la part du régulateur contrairement au revenu autorisé.

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoyait également que ce plan d'affaire soit actualisé annuellement par le GRD et communiqué à la CWaPE en annexe au rapport tarifaire *ex post*.

Dans les faits, bien que le *business plan* constitue un outil de gestion classique et généralisé pour une entreprise, il s'avère que la plupart des GRD ne réalise pas de projections de leurs coûts, produits et investissements sur un horizon de 5 ou 6 ans mais fonctionnent avec des prévisions annuelles. De plus, certains GRD considèrent que leur budget correspond au montant du revenu autorisé octroyé et ne réalisent pas d'exercice budgétaire sur la base de leurs propres hypothèses. En outre, certains GRD ne procèdent pas à l'actualisation annuelle dans le cadre du rapport tarifaire *ex post*.

Sur la base de ces constats, la CWaPE a décidé de supprimer le plan d'affaire de la méthodologie tarifaire.

Cette suppression représente, par ailleurs, un allègement de la charge de travail dans le chef des GRD et de la CWaPE ainsi qu'une simplification de la méthodologie tarifaire ce qui est l'un des objectifs poursuivis par le régulateur.

1.2.1.2. La suppression de la distinction variable/fixe pour les coûts OSP contrôlables

Depuis 2019, les coûts liés aux obligations de service public sont qualifiés de coûts contrôlables. À ce titre, comme les autres coûts contrôlables, l'écart entre le budget et la réalité des coûts liés aux obligations de service public constitue un *bonus* ou un *malus* qui est à charge ou en faveur du GRD.

À la demande des GRD, la CWaPE avait introduit dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la possibilité pour les GRD de qualifier une partie des coûts contrôlables OSP de coûts variables, de façon à ce que les GRD ne supportent pas l'impact financier de la variation des « volumes » des prestations OSP telles que le nombre de demandes de placement de compteurs à budget, le nombre de compteurs à budget rechargé, le nombre de clients alimentés par le GRD, le nombre de demandes de prime *qualiwatt* introduites.

La CWaPE a constaté que, dans sa proposition de revenu autorisé 2019-2023, ORES avait qualifié seulement 6% de ses coûts contrôlables en coûts variables. La proportion de coûts contrôlables variables par rapport aux coûts contrôlables totaux des autres GRD varie entre 24% (RESA) et 69% (AIESH). En outre, la composition des coûts contrôlables OSP variables varie fortement d'un GRD à l'autre et les GRD n'ont pas tous « employé » les cinq catégories de coûts variables disponibles dans la méthodologie tarifaire 2019-2023. De plus, la CWaPE relève les différences suivantes :

- l'AIEG, AIESH, REW incluent des coûts de rémunération (administratifs et techniques) dans tous les coûts variables tandis qu'ORES n'intègre aucun coût de rémunération en coûts variables. RESA considère que 50% des coûts de rémunération liés à la gestion clientèle sont variables ;
- ORES considère que les réductions de valeurs sur créances « travaux OSP » et créances « fourniture » sont variables tandis que RESA n'intègre pas ces coûts dans les coûts variables ;
- ORES considère que les recettes issues de la facturation des travaux OSP (placement CàB, coupures, activations/désactivations, etc) sont des produits variables tandis que RESA ne les considère pas comme variables ; et
- la composition des coûts variables de l'AIEG, AIESH et REW est assez similaire bien que le niveau des coûts unitaires soit très différent.

En *ex post*, la méthodologie tarifaire 2019-2023, prévoyait que l'écart entre les charges nettes variables prévisionnelles et les charges nettes variables réelles, relatives à chaque catégorie d'obligation de service public, se décompose en deux parties :

$$L'effet\ quantité = (Variable_{budgétée} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée})$$

$$L'effet\ coût = (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{réelle})$$

L'effet quantité était considéré comme un solde régulateur et donc à charge ou en faveur des URD, tandis que l'effet coût était considéré comme un *bonus/malus* et donc à charge ou en faveur du GRD.

Sur les années 2019 et 2020, la CWaPE constate que les soldes régulateurs relatifs aux charges contrôlables OSP variables sont relativement restreints ce qui signifie qu'il n'y a pas eu de variation très importante du nombre de prestations OSP sous-jacentes ou que les variations à la hausse de certaines prestations sont compensées par les variations à la baisse d'autres prestations. En revanche, la CWaPE constate que RESA a dégagé des *bonus* relativement importants en 2019 et 2020 car ses coûts unitaires variables réels étaient inférieurs à ses coûts unitaires variables budgétés. Les *bonus* réalisés sont supérieurs aux *bonus* que RESA aurait réalisé si l'entièreté de ses coûts contrôlables OSP avaient été fixes.

Sur la base des données issues des rapports OSP des années 2016 à 2020, la CWaPE constate que :

- les demandes de placement CàB sont relativement stables et prévisibles ;
- le nombre de CàB rechargés varie peu au fil des années ;
- le nombre de clients protégés et le nombre de clients fournisseur X alimentés par le GRD augmente au fil des années et en particulier chez ORES ;
- le nombre de dossiers « qualiwatt » traités diminue au fil des années car le régime qualiwatt s'est arrêté en juin 2019.

En conclusion, vu que :

- les soldes régulateurs sur les coûts contrôlables OSP comptabilisés par les GRD en 2019 et 2020 sont relativement limités ;
- lors de la période régulatoire 2019-2023, les GRD ont considéré qu'une grande majorité des coûts contrôlables OSP étaient fixes et ne dépendaient pas des variables identifiées ;
- les activités OSP sont des activités « matures » qui ne sont *a priori* pas amenées à fortement évoluer au cours de la période régulatoire 2024-2028 ;

la CWaPE considère que les coûts contrôlables OSP ne devraient plus faire l'objet d'un traitement différencié par rapport aux autres coûts contrôlables en prévoyant une révision *ex post* de ces coûts

en fonction des volumes de prestation. Par conséquent, la méthodologie tarifaire 2024-2028 ne prévoit plus de distinction « fixe/variable » pour les coûts contrôlables OSP.

La suppression de cette distinction représente un allègement de la charge de travail dans le chef des GRD et de la CWaPE ainsi qu'une simplification de la méthodologie tarifaire sans perte d'effectivité, ce qui est l'un des objectifs poursuivis par le régulateur.

1.2.1.3. La formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2024 et ses paramètres (articles 40 à 42 et 45)

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, les charges nettes contrôlables étaient définies selon la formule suivante :

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

Avec :

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

Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes contrôlables hors OSP et hors CNI, le GRD devait, tout d'abord, classifier, en concertation avec la CWaPE, les charges nettes, comptabilisées en 2015, en deux catégories : « de base » et « de transformation ». Le GRD devait, ensuite, identifier les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînaient une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015, des charges nettes « de base » et des charges nettes « de transformation ».

Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public, le GRD devait, tout d'abord, identifier les charges nettes relatives aux OSP au sens de la méthodologie tarifaire 2015-2016, comptabilisées en 2015. Le GRD devait, ensuite, identifier les éléments qui, au cours des années 2016, 2017, 2018 et 2019, entraînaient une variation à la hausse ou à la baisse, par rapport à l'année 2015, des charges nettes relatives aux obligations de service public. Les gestionnaires de réseau de distribution, devaient également définir les charges considérées comme fixes ou variables (cf. point ci-dessus)

Pour déterminer le budget de l'année 2019 des charges nettes liées aux immobilisations, le GRD devait se baser sur la valeur prévisionnelle de la base d'actifs régulés de l'année 2019 qu'il avait établie conformément aux règles de la méthodologie tarifaire.

Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, les charges nettes contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$\text{CNC} = [\text{CNC}_{\text{OSP}} + \text{CNC}_{\text{HORS OSP}}]$$

Avec :

- CNC_{OSP} = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public ;

- $CNC_{HORS\ OSP} = \text{charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public ;}$

Comme indiqué à la section 1.2.1.2, la distinction entre les charges nettes contrôlables OSP fixes et variables a été supprimée. De plus, les charges nettes liées aux immobilisations (CNI) sont intégrées dans les charges nettes contrôlables OSP et hors OSP car les CNI vont évoluer selon les mêmes règles que les autres charges contrôlables.

Le budget de l'année 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public est défini par le GRD et est inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :

$$CNC\ OSP_{budget\ 2024} = [(moyenne\ (CNC\ OSP_{réelles\ 2019} \times (1+IS_{2020}) ; CNC\ OSP_{réelles\ 2020})) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024})] \times (1+Y_i)$$

Avec :

- $CNC\ OSP_{réelles\ 2019}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes, variables et les charges relatives aux immobilisations) de l'année 2019 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC\ OSP_{réelles\ 2020}$ = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes, variables et les charges relatives aux immobilisations) de l'année 2020 relatives aux obligations de service public ;
- IS_{2020} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.
- IS_{2021} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.
- IS_{2022} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- IS_{2023} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- IS_{2024} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- Y_i = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période régulatoire 2024-2028.

Le budget de l'année 2024 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public est défini par le GRD et doit être inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :

$$CNC\ hors\ OSP_{budget\ 2024} = [(moyenne\ (CNC\ hors\ OSP_{réelles\ 2019} \times (1+IS_{2020}) ; CNC\ hors\ OSP_{réelles\ 2020})) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024})) + (CPS_{2023} \times (1+IS_{2024})) + Correction\ CPS_{2023} + CNC\ additionnelles_{2024}] \times (1+X_i)$$

Avec :

- $CNC\ hors\ OSP_{réelles\ 2019}$ = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2019 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;
- $CNC\ hors\ OSP_{réelles\ 2020}$ = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2020 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;
- IS_{2020} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.
- IS_{2021} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.
- IS_{2022} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- IS_{2023} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- IS_{2024} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- CPS_{2023} = les charges nettes budgétées des projets spécifiques de l'année 2023 au sens la méthodologie tarifaire 2019-2023 après déduction des coûts/produits non-contrôlables inclus dans les CPS budgétées. Les montants autorisés des charges nettes des projets spécifiques de l'année 2023 sont repris à l'article 42 de la méthodologie tarifaire;
- Correction CPS_{2023} = correction des charges d'amortissement des compteurs classiques basse tension électricité et des compteurs à budget électricité et gaz intégrées dans les charges nettes relatives au projet spécifique (CPS) de l'année 2023 afin qu'elles correspondent aux charges d'amortissement des compteurs classiques électricité et des compteurs à budget électricité et gaz réelles des années 2019 et 2020. Cette correction est calculée comme suit :

$$Correction\ CPS_{2023} = [CA\ CPS_{2023} - [(moyenne\ (CA\ CC\ et\ CàB\ réelles_{2019}) \times (1+IS_{2020}) ; CA\ CC\ et\ CàB\ réelles_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022}) \times (1+IS_{2023})] \times (1+IS_{2024})]$$

Avec :

- $CA\ CPS_{2023}$: charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget budgétées pour l'année 2023 et utilisées dans le calcul des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents conformément à la méthodologie tarifaire 2019-2023.
- $CA\ CC\ et\ CàB\ réelles_{2019}$: charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2019 telles que reprises dans le rapport tarifaire *ex-post* 2019 du GRD.
- $CA\ CC\ et\ CàB\ réelles_{2020}$: charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2020 telles que reprises dans le rapport tarifaire *ex-post* 2020 du GRD.
- IS_{2020} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.

- IS_{2021} = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.
- IS_{2022} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- IS_{2023} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- IS_{2024} = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- CNC_{2024} = les charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 telles que fixées pour chaque GRD à l'article 43 de la méthodologie tarifaire.
- X_i = facteur individuel d'efficacité (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46 de la présente méthodologie tarifaire.

Plusieurs changements sont à épingler par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

A. Coûts historiques et période de référence

Dans les formules de calcul de l'article 41, le niveau initial des coûts contrôlables n'est plus basé sur les estimations budgétaires du GRD mais est basé sur les coûts contrôlables réels comptabilisés par le GRD au cours d'années dites « de référence ». Il s'agit d'une pratique appliquée par plusieurs régulateurs européens pour la fixation du montant des coûts contrôlables dans les méthodologies tarifaires de type « revenue-cap », comme l'illustre le tableau ci-dessous.

TABLEAU 27

	Flandre⁵⁵	Allemagne⁵⁶	Autriche⁵⁷	Espagne⁵⁸	Luxembourg⁵⁹
Principes clés de détermination du niveau initial des coûts contrôlables	Tendance des coûts historiques avec déduction des coûts rejetés et des coûts inefficients dus à la fusion	Coûts historiques avec retraitement des coûts du capital, la suppression des inefficacités, et l'application de facteurs d'inflation et de productivité	Coûts historiques avec application de facteurs d'inflation et d'efficacité	Valeurs unitaires historiques (corrigées de l'inflation et d'un facteur de productivité) d'investissement et d'exploitation appliquées à l'inventaire réel d'actifs	Coûts historiques avec application de facteurs d'inflation et d'expansion du réseau
Période de référence	5 années	1 année	1 année	5 années	1 année

La CWaPE a analysé différentes possibilités afin de déterminer la durée et les années de référence. Le tableau ci-dessous montre la valeur des différentes moyennes analysées par la CWaPE.

⁵⁵ VREG, Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024, 8 oktober 2021.

⁵⁶ Sources : Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) ; Descriptions et informations complémentaires sur le site de la BNetzA.

⁵⁷ Sources : « Electricity Distribution System Operators ; 1 January 2019 – 31 December 2023 ; Regulatory Regime for the Fourth Regulatory Period » ; « Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber ; 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023 » ; « Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber ; 1. Jänner 2018 – 31. Dezember 2022 ».

⁵⁸ Sources : « Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica » ; « Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural. » ; « Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica ».

⁵⁹ Sources : « Règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2021 à 2024 - Secteur électricité. » ; « Règlement ILR/G20/21 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024 - Secteur gaz naturel. »

TABLEAU 28

	6 ans	5 ans	5 ans	4 ans	3 ans	2 ans
	Moyenne 2015-2020	Moyenne 2015-2019	Moyenne 2016-2020	Moyenne 2017-2020	Moyenne 2018-2020	Moyenne 2019-2020
AIEG	4.315.551	4.282.105	4.279.247	4.430.205	4.569.266	4.772.463
AIESH	5.755.730	5.386.451	5.904.444	6.103.411	6.322.525	6.844.378
ORES ELEC	311.743.956	308.698.582	312.551.859	315.929.992	317.426.756	315.072.048
RESA ELEC	91.247.955	88.337.487	92.053.222	92.930.102	94.242.303	99.312.789
REW	5.471.199	5.287.880	5.612.579	5.703.945	5.764.522	6.022.448
ORES GAZ	110.141.990	109.245.659	111.035.440	112.373.675	112.637.125	110.295.106
RESA GAZ	45.652.534	44.185.175	46.308.240	47.052.202	48.387.830	49.914.386

*Remarque : Les coûts contrôlables des années 2015 à 2019 ont été indexés de façon à être exprimés en euros courant avec les coûts contrôlables de l'année 2020.

La CWaPE considère que la moyenne des coûts réels des années 2019 et 2020 des GRD wallons constitue la meilleure référence pour déterminer le niveau initial des coûts contrôlables de l'année 2024 dans les formules de calcul de l'article 41 et ce, pour les raisons suivantes :

- l'utilisation d'une longue période de référence (5 ou 6 ans) présente l'avantage de lisser les coûts et ainsi réduire le risque d'extrapoler des événements exceptionnels/ponctuels qui auraient eu lieu au cours de certaines années en particulier. En outre, l'utilisation d'une durée de 5 ans, correspondant à la durée de la période régulatoire, peut sembler cohérente et permet, en utilisant une moyenne roulante, d'utiliser progressivement chaque année comme année de référence. Néanmoins, étant donné que l'analyse des données chiffrées des GRD wallons montre que la valeur des moyennes de 5 ans sur les années 2015-2020, est inférieure à la valeur des moyennes de plus courte durée (2, 3 ou 4 ans) pour tous les GRD wallons, à l'exception d'ORES Gaz, la CWaPE a décidé, étant donné qu'il s'agit de la première période régulatoire où la méthode de détermination du niveau initial des coûts contrôlables se base sur les coûts réels des GRD, de recourir à une moyenne d'une durée inférieure à 5 ans ;
- les années 2019 et 2020 font partie de la période régulatoire 2019-2023 où la définition des coûts contrôlables est fortement similaire à celle de la méthodologie tarifaire 2024-2028 ce qui permet d'éviter des retraitements. En effet, le *scope* des coûts contrôlables des méthodologies tarifaires antérieures à celle de 2019-2023, était plus réduit que le *scope* des coûts contrôlables des méthodologies tarifaires 2019-2023 et 2024-2028. En particulier, les coûts OSP et les charges liées aux immobilisations étaient considérés à 100% comme non contrôlables ;
- l'utilisation de la moyenne des coûts contrôlables des années 2019 et 2020 permet de lisser les coûts exceptionnels qui auraient pu être comptabilisés au cours de l'une de ces deux années par rapport à la possibilité d'utiliser uniquement l'année 2019 ou l'année 2020 comme année de référence.

La CWaPE se réserve le droit, dans le cadre de ses futures méthodologies tarifaires, de choisir une autre durée de référence pour déterminer le niveau initial des coûts contrôlables.

B. Exclusion des coûts non récurrents

Étant donné que les dotations/reprises de provision sont des coûts/produits très incertains et non récurrents et que, pour cette raison, ils ont été exclus de la mesure de l'efficacité individuelle des GRD, ils sont également exclus des coûts réels 2019 et 2020 utilisés pour déterminer le niveau initial des coûts contrôlables hors OSP dans la formule de calcul à l'article 41.

À noter que, pour les mêmes raisons, dans la méthodologie tarifaire 2021-2024⁶⁰, le VREG déduit les dotations/reprises de provision de la base de coûts réels utilisée pour calculer le niveau initial des coûts contrôlables (appelés coûts endogènes) des GRD flamands.

C. Indexation des coûts réels

Dans les formules de calcul de l'article 41, les coûts contrôlables réels des années 2019 et 2020 sont indexés jusqu'en 2024 sur la base de l'indice santé réel des années 2020 et 2021 et des indices santé prévisionnels des années 2022 à 2024 et ce, afin d'être exprimés en euros constants à l'horizon 2024. Les valeurs prévisionnelles de l'indice santé des années 2022 à 2024 sont issues de la publication du Bureau Fédéral du Plan intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » qui sera publiée en juin 2022. La valeur de ces indices n'est dès lors pas connue au moment de la parution du projet de méthodologie tarifaire mais sera connue au moment de la publication de la méthodologie tarifaire en novembre 2022.

D. Charges nettes relatives au projet spécifique (CPS) de l'année 2023

La formule de calcul des coûts contrôlables hors OSP à l'article 41 inclut un terme intitulé « charges nettes relatives au Projet Spécifiques 2023 ».

En électricité, les charges nettes relatives au projet spécifique de l'année 2023 couvrent exclusivement les coûts additionnels budgétés octroyés aux GRD en vertu de la méthodologie tarifaire 2019-2023 pour le déploiement des compteurs communicants. Ces charges sont composées principalement des charges additionnelles d'amortissement des compteurs BT (classiques, CàB et communicants), des charges de désaffectation des compteurs classiques et CàB remplacés par des compteurs communicants, des charges d'amortissement des investissements IT et des charges opérationnelles IT liés au déploiement des compteurs communicants, des charges opérationnelles liés au déploiement des compteurs communicants telles que les coûts de gestion de projet, les coûts de *marketing*, de communication, de formation, de *call center*, de gestion des déchets, etc.

⁶⁰ Page 23 de la méthodologie tarifaire 2021-2024 du VREG : « *De boekhoudkundige aanleg en afbouw van voorzieningen voor risico's en kosten (MAR-klasse 635 t.e.m. 638, 662 en 762) worden niet beschouwd, met uitzondering van de afbouw van de voorziening die door de elektriciteitsdistributienetbeheerders in 2003 werd opgebouwd uit bijdragen van de huishoudelijke laagspanningsklanten en die wordt aangewend voor de kosten inzake het plaatsen van budgetmeters. De VREG wenst geen invloed van de boekhoudkundige bewegingen rond voorzieningen in de tariefmethodologie op de bepaling van de distributienettarieven. Voorzieningen dienen ter dekking van bepaalde verliezen of kosten waarvan het bedrag nog niet vaststaat. De werkelijke kosten zijn onzeker. De VREG wenst de toegelaten inkomsten consequent te bepalen op basis van de werkelijke kosten uitgezonderd de voorzieningen hiervoor. Aldus wordt ook de mogelijkheid uitgesloten tot beïnvloeding van de berekening van het toegelaten inkomen (en bijgevolg van de hoogte van de distributienettarieven) door distributienetbeheerders via aanleg en afbouw van voorzieningen.* »

En gaz, les charges nettes relatives au projet spécifique de l'année 2023 couvrent les coûts additionnels budgétés octroyés aux GRD en vertu de la méthodologie tarifaire 2019-2023 pour, d'une part, le déploiement des compteurs communicants et, d'autre part, les projets de promotion du gaz naturel menés par les GRD. En ce qui concerne le déploiement des compteurs communicants, ces charges sont composées principalement des charges additionnelles d'amortissement des compteurs CàB et communicants, des charges de désaffectation des compteurs CàB remplacés par des compteurs communicants, des charges d'amortissement des investissements IT et des charges opérationnelles IT liés au déploiement des compteurs communicants, des charges opérationnelles liés au déploiement des compteurs communicants telles que les coûts de gestion de projet, les coûts de marketing, de communication, de formation, de call center, de gestion des déchets, etc. En ce qui concerne la promotion du gaz naturel (promogaz), ces charges sont composées principalement des coûts commerciaux de promotion, des ETP qui travaillent dans le cadre de ce projet, des CAPEX et OPEX relatifs aux nouveaux raccordements, des primes payées aux URD dans le cadre de la promotion du gaz naturel (primes de raccordement et primes de conversion).

Des charges nettes relatives aux projets spécifiques telles qu'approuvées par la CWaPE, sont déduits les coûts/produits non-contrôlables en particulier la marge équitable différentielle et la charge fiscale différentielle relatives aux projets compteurs communicants et promogaz.

En ajoutant ce terme à la formule de détermination du niveau initial des coûts contrôlables de la période régulatoire 2024-2028, la CWaPE considère que les coûts de déploiement des compteurs communicants et les coûts de promotion du gaz naturel sont nécessaires pour les GRD et qu'ils doivent, à ce titre, faire partie intégrante de la base de coûts contrôlables.

La valeur de ces charges pour chaque GRD est reprise à l'article 42.

Les charges nettes budgétées relatives aux projets spécifiques de l'année 2023 sont indexées sur la base de la valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024.

E. Coûts contrôlables supplémentaires au-delà de l'activité Business As Usual

La formule de calcul des coûts contrôlables hors OSP à l'article 41 inclut un terme intitulé « CNC additionnelles 2024 ». Il s'agit de coûts contrôlables supplémentaires octroyés au GRD afin de couvrir les coûts additionnels au-delà de l'activité *Business As Usual* induits par des évolutions macro-économiques exogènes telles que la transition énergétique.

L'objectif poursuivi par la CWaPE est que les coûts contrôlables totaux octroyés au GRD lui permettent d'accomplir ses missions au cours de la période régulatoire 2024-2028 en tenant compte des évolutions macro-économiques exogènes des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz européens, belges et wallons qui influenceront le métier/l'activité/les missions des GRD wallons. La CWaPE considère notamment que la transition énergétique (le développement de la mobilité électrique, des pompes à chaleur, du stockage, l'évolution des usages traditionnels de l'électricité, l'efficacité énergétique, les outils de flexibilité, le développement des productions décentralisées, le développement des compteurs communicants, le développement des communautés d'énergie renouvelables, etc.) engendre et engendrera dans les prochaines années des changements dans les activités/missions des GRD et qu'il convient de tenir compte de l'impact de ces changements sur les coûts des GRD. Cette approche novatrice contraste avec une approche plus conservatrice que d'autres régulateurs appliquent qui consiste à uniquement extrapoler les coûts historiques des GRD sur les années futures, ce qui correspond à prendre l'hypothèse que les GRD doivent assurer leurs missions futures uniquement sur la base de leurs coûts historiques, car il n'y a pas d'évolution significative du métier des GRD.

À la demande de la CWaPE, la société Schwartz and Co a réalisé une étude, sur la base des données communiquées par les GRD, et en concertation avec ceux-ci (annexe A du présent document), permettant de calculer les coûts additionnels nécessaires pour chaque GRD au cours de la période réglementaire 2024-2028.

La société Schwartz and Co a appliqué la méthode suivante :

1. Identification des inducteurs exogènes de coûts contrôlables additionnels pour les GRD à savoir :
 - L'extension du réseau ;
 - Le développement des UPD raccordées au réseau ;
 - L'évolution de la pointe de charge, principalement BT ;
 - Le déploiement des compteurs intelligents ;
 - Le *smart grid* ;
 - Le développement des communautés d'énergie ;
 - Le gaz porté (*virtual pipe*) ;
 - Le développement de l'injection biométhane ;
2. Calcul des coûts contrôlables additionnels de chaque GRD pour les années 2024 à 2028 ;
3. Calcul des coûts contrôlables totaux de chaque GRD pour les années 2024 à 2028 et en déduire le pourcentage de variation de ces coûts d'une année par rapport à l'année précédente ;
4. Sur la base des variations des coûts contrôlables des années 2025 à 2028, détermination du pourcentage moyen d'évolution des coûts contrôlables pour chaque GRD.

En ce qui concerne l'extension du réseau de distribution d'électricité, la société Schwartz and Co a considéré qu'elle était induite par les facteurs exogènes tels que la croissance de la population et de l'économie qui entraînent une augmentation du nombre de raccordements, de compteurs, de la longueur du réseau de distribution et du nombre de postes et cabines de transformation. Au niveau du gaz, la société Schwartz and Co a considéré que l'extension du réseau était induite par les facteurs exogènes tels que la croissance de la population et de l'économie qui entraînent une augmentation du nombre de raccordements, de compteurs, de la longueur du réseau de distribution et du nombre de postes et cabines de détente. L'étude intègre également l'impact des campagnes de promotion du gaz naturel sur l'extension du réseau de gaz naturel.

Les coûts additionnels d'extension de réseau ont été calculés sur la base des coûts unitaires évalués à partir des coûts historiques et des projections d'évolution de ces coûts historiques communiqués par les GRD wallons.

En ce qui concerne l'évolution de la pointe de charge en électricité, la société Schwartz and Co a considéré qu'elle était induite par le développement de la mobilité électrique, le développement des pompes à chaleur, le développement du stockage, l'évolution des usages traditionnels de l'électricité, l'efficacité énergétique et les outils de flexibilité.

La société Schwartz and Co, sur la base de son expérience, en tenant compte des objectifs fixés par le Gouvernement wallon à l'horizon 2030 (Plan Wallon 2030) en matière de transition énergétique tels que le nombre de véhicules électriques, le nombre de pompes à chaleur ou encore le nombre d'UPD raccordées aux réseaux de distribution, des hypothèses d'Elia dans sa dernière étude d'adéquation datée de 2021 et de l'historique de chaque GRD, a établi pour chaque GRD le scénario le plus réaliste d'évolution du réseau et d'évolution de la pointe de charge BT à l'horizon 2028 nommé « scénario de

référence ». Le scénario de référence prévoit une croissance annuelle de la pointe de charge du réseau BT de 5% entre 2024 et 2028 soit une croissance annuelle de 1,2%.

La société Schwartz and Co a également établi pour chaque GRD électricité un scénario « haut » d'évolution de la pointe permettant d'effectuer une analyse de sensibilité. Le scénario haut prévoit une croissance annuelle de la pointe de charge du réseau BT de 10% entre 2024 et 2028 soit une croissance annuelle de 2,4%. Il se base notamment sur certaines hypothèses telles que la contribution à la pointe des véhicules électriques du scénario « LOW » de l'étude Synergrid réalisée par Baringa⁶¹.

La pointe de charge totale croît quant à elle de 1,6 % entre 2024 et 2028 dans le scénario de référence, soit 0,4 % par an, tandis que dans le scénario haut elle passe à 1,2 % par an soit 5% entre 2024 et 2028.

TABLEAU 29 CROISSANCE DE LA POINTE DE CHARGE TOTALE SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ WALLONS (SOMME DES POINTES DE CHARGE TOTALES DES 5 GRD WALLONS) ENTRE 2024 ET 2028 DANS LES SCÉNARIOS S&CO

	2024	2028	Var. 24/28		Var. / an
Scénario de référence S&Co	MW	MW	MW	%	%
Pointe de charge totale réseaux des GRD	2733,8	2777,6	43,7	1,6%	0,4%
Pointe de charge totale réseaux BT des GRD	1853,1	1945,8	92,7	5,0%	1,2%
Scénario haut S&Co					
Pointe de charge totale réseaux des GRD	2800,0	2939,1	139,1	5,0%	1,2%
Pointe de charge totale réseaux BT des GRD	1919,3	2107,3	188,0	9,8%	2,4%

Les scénarios de référence et haut d'évolution de la pointe établis par la société Schwartz and Co ont rencontré l'assentiment de l'AIEG et de l'AIESH et sont moins agressifs que le scénario d'évolution de la pointe proposé par le REW, qui anticipe une baisse de la pointe sur son réseau BT. Pour ces trois GRD, l'évolution de la pointe n'entraîne pas de coûts additionnels au sens du FEC.

En revanche, ORES et RESA n'ont pas validé les scénarios de référence et haut d'évolution de la pointe établis par la société Schwartz and Co et ont proposé leur propre scénario d'évolution de la pointe. Les scénarios d'ORES et RESA conduisent à une augmentation plus importante de la pointe de charge globale et sur le réseau BT en raison notamment de la non-prise en compte de l'effet à la baisse des mesures d'efficacité énergétique et de l'absence totale de réduction de la pointe liée aux mesures de flexibilité.

La société Schwartz and Co considère que les scénarios d'évolution de la pointe de référence d'ORES et de RESA sont surévalués mais les a cependant conservés à titre de cas extrêmes et a calculé les impacts de ces scénarios sur les coûts additionnels et les facteurs d'évolution des coûts.

Les coûts liés au déploiement des compteurs communicants électricité et gaz ont, quant à eux, été estimés par la société Schwartz and Co à partir d'une analyse critique des estimations budgétaires les plus récentes communiquées par les GRD. À nouveau, la société Schwartz and Co a chiffré les coûts additionnels sur la base des hypothèses des GRD retravaillées/challengées et sur la base des hypothèses non retraitées des GRD afin d'obtenir une analyse de sensibilité des facteurs d'évolution des coûts.

⁶¹ Rapport "Future impact of EVs on the Belgian electricity network" du 18 novembre 2019.

Pour les GRD électricité, les coûts additionnels calculés par la société Schwartz and Co selon les trois scénarios sont synthétisés dans les tableaux ci-dessous.

TABLEAU 30 1. SCÉNARIO RÉFÉRENCE SCHWARTZ AND CO POUR L'ÉVOLUTION DE LA POINTE ET SCÉNARIO SCHWARTZ AND CO POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG – additionnelles	217 845	252 388	317 453	283 794	335 421
AIEG - Extension du réseau	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	175 436	167 502	190 032	113 771	122 728
AIESH – additionnelles	175 785	188 889	232 202	179 861	211 845
AIESH - Extension du réseau	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	156 219	149 747	173 476	101 542	113 923
ORES - CNC additionnelles	5 830 174	5 889 868	7 354 958	8 929 102	10 420 393
ORES - Extension du réseau	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
ORES - Évolution de la pointe	183 126	221 663	266 393	297 193	334 707
ORES - Smart metering	4 942 046	4 251 983	4 949 870	5 764 373	6 482 685
RESA - CNC additionnelles	1 808 308	2 648 955	3 774 426	4 399 871	5 065 745
RESA - Extension du réseau	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
RESA - Évolution de la pointe	259 731	308 084	516 312	575 580	653 885
RESA - Smart metering	827 065	1 034 310	1 008 842	995 843	997 777
REW - CNC additionnelles	144 094	182 902	254 265	236 600	302 326
REW - Extension du réseau	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	96 428	86 719	108 746	40 903	55 563
TOTAL des CNC additionnelles –	8 176 206	9 163 003	11 933 304	14 029 228	16 335 729

TABLEAU 31 2. SCÉNARIO HAUT SCHWARTZ AND CO POUR L'ÉVOLUTION DE LA POINTE ET SCÉNARIO SCHWARTZ AND CO POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG – additionnelles	217 845	252 388	317 453	283 794	335 421
AIEG - Extension du réseau	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	175 436	167 502	190 032	113 771	122 728
AIESH – additionnelles	175 785	188 889	232 202	179 861	211 845
AIESH - Extension du réseau	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	156 219	149 747	173 476	101 542	113 923
ORES - CNC additionnelles	6 201 690	6 356 065	7 911 237	9 558 547	11 138 042
ORES - Extension du réseau	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
ORES - Évolution de la pointe	554 641	687 860	822 672	926 638	1 052 356
ORES - Smart metering	4 942 046	4 251 983	4 949 870	5 764 373	6 482 685
RESA - CNC additionnelles	1 904 514	2 742 146	3 982 242	4 630 371	5 298 788
RESA - Extension du réseau	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
RESA - Évolution de la pointe	355 938	401 274	724 128	806 079	886 928
RESA - Smart metering	827 065	1 034 310	1 008 842	995 843	997 777
REW - CNC additionnelles	144 094	182 902	254 265	236 600	302 326
REW - Extension du réseau	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	96 428	86 719	108 746	40 903	55 563
TOTAL des CNC additionnelles –	8 643 928	9 722 390	12 697 399	14 889 172	17 286 421

TABLEAU 32 3. SCÉNARIO ORES/RESA POUR L'ÉVOLUTION DE LA POINTE ET SCÉNARIOS INITIAUX DES GRD POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€2024]	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG – additionnelles	237 355	295 186	360 691	327 453	379 492
AIEG - Extension du réseau	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	194 946	210 300	233 270	157 431	166 799
AIESH – additionnelles	193 693	230 030	273 873	222 127	254 744
AIESH - Extension du réseau	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	174 127	190 888	215 148	143 808	156 821
ORES - CNC additionnelles	6 855 347	7 823 544	10 201 380	12 703 437	15 140 244
ORES - Extension du réseau	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
ORES - Évolution de la pointe	603 381	732 342	866 177	978 745	1 099 162
ORES - Smart metering	5 546 964	5 674 980	7 196 508	8 857 157	10 438 082
RESA - CNC additionnelles	1 983 940	3 052 678	4 666 458	5 650 647	6 676 554
RESA - Extension du réseau	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
RESA - Évolution de la pointe	248 793	294 391	753 365	853 273	943 786
RESA - Smart metering	1 013 636	1 451 726	1 663 820	1 968 926	2 318 685
REW - CNC additionnelles	156 403	218 620	290 502	273 315	339 494
REW - Extension du réseau	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	108 737	122 437	144 982	77 617	92 731
TOTAL des CNC additionnelles –	9 426 738	11 620 057	15 792 903	19 176 980	22 790 528

La CWaPE a choisi d'intégrer dans la méthodologie tarifaire 2024-2028 les coûts additionnels des GRD électricité découlant du scénario de référence Schwartz and Co pour l'évolution de la pointe et du scénario Schwartz and Co pour les coûts de déploiement des compteurs communicants et ce, pour plusieurs raisons :

- le scénario de référence d'évolution de la pointe établi par Schwartz and Co est réaliste et cohérent avec les objectifs du Gouvernement wallon à l'horizon 2030 en matière de transition énergétique et en particulier avec la trajectoire d'évolution du nombre de véhicules électriques, du nombre de pompes à chaleur et du nombre et de la puissance des Unités de Production Décentralisées (UPD) par filière ;
- le scénario de référence d'évolution de la pointe établi par Schwartz and Co intègre les effets sur la pointe des mesures d'efficacité énergétique (exemple : remplacement d'appareils électriques par des appareils moins énergivores qui ont des puissances moins élevées pour le même niveau de performance), des outils de flexibilité (réglementation de la capacité d'accès, tarification de l'utilisation du réseau incitant les URD à consommer durant les périodes où le réseau est le moins sollicité, *smart metering*, etc), de stockage décentralisé et des productions décentralisées de puissance installée supérieure ou égale à 250 kW ;
- le scénario de référence d'évolution de la pointe de charge totale du réseau et de la pointe de charge du réseau BT est cohérent avec les chiffres de l'étude d'Elia « *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030* » :
 - o en ce qui concerne le nombre de véhicules électriques, le scénario de référence Schwartz and Co est proche du scénario « haut » d'Elia ce qui signifie qu'il intègre une vision très optimiste du développement des véhicules électriques en Région wallonne ;
 - o en ce qui concerne l'impact de la recharge des véhicules électriques sur la pointe du réseau, Elia et Schwartz and Co partagent la même vision à savoir que l'impact de la

recharge peut être réduit grâce au « *smart charging* » basé sur un échange d'information unidirectionnel (comme des signaux tarifaires adaptés) et que la recharge optimisée grâce au « *smart charging* » sera utilisée en moyenne par 32% des véhicules électriques en 2028. Elia estime ainsi un impact de la recharge des véhicules électrique à la pointe (19h) de moins de 0,3 kW par véhicule électrique ($\sim 0,28$), quasi identique à l'hypothèse retenue dans le scénario de référence Schwartz and Co, qui est 0,27 kW par véhicule électrique ;

- en ce qui concerne le nombre de pompes à chaleur installées en Région wallonne, les données reprises dans le scénario de référence de S&Co sont très proches de celles utilisées par Elia dans ses scénarios « central » et « haut » ;
 - en ce qui concerne l'impact des mesures d'efficacité énergétique sur l'évolution de la pointe, Elia et Schwartz and Co considèrent que l'augmentation de la pointe de charge de la Belgique sur les usages traditionnels induite par la croissance du PIB et de la population est intégralement compensée par les mesures d'efficacité énergétique ;
- le scénario « haut » d'évolution de la pointe de charge totale du réseau établi par Schwartz and Co n'a pas été retenu car il s'agit d'une analyse de sensibilité par rapport au scénario de référence d'évolution de la pointe de Schwartz and Co. Les hypothèses sous-jacentes semblent dès lors moins réalistes que celles utilisées dans le scénario de référence. À titre d'exemple, la contribution de la recharge des véhicules électriques à la pointe incluse dans ce scénario (0,67 kW/VE en 2024 et 0,64 /VE en 2028), est deux fois plus élevée que l'impact estimé par Elia dans son scénario central de l'étude « *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030* ». De même, ce scénario n'intègre pas de mesures de flexibilité permettant de déplacer la charge de la pointe vers les heures pendant lesquelles le réseau est peu chargé ;
- les scénarios initiaux des GRD concernant le déploiement des compteurs communicants n'ont pas été retenus car ils incluent des hypothèses avec lesquelles la CWaPE est en désaccord, notamment :
- le coût moyen du compteur communicant d'ORES et RESA pour les années 2024 à 2028 ne correspond pas au coût prévu dans leur marché public ;
 - le coût de matériel hors compteur en zone blanche d'ORES et RESA paraît être surévalué ;
 - le coût moyen de coffret prévu par AREWAL dans son scénario initial paraît être surévalué ;
 - les coûts d'*upgrade* du *Head-End System* d'AREWAL sont injustifiés ;
 - le nombre d'appels à traiter concernant les compteurs communicants paraît être surévalué ainsi que le coût unitaire par appel prévu par certains GRD ;
 - le pourcentage de compteurs communicants en zone blanche est nettement supérieur au minimum des engagements contractuels de performance des fournisseurs télécom avec lesquels ORES et RESA ont conclu un marché ;
 - un temps de pose des compteurs communicants nettement supérieur à la durée moyenne de placement des compteurs communicants (hors cas complexes) des autres pays européens et de Fluvius. De plus, les GRD wallons ne prévoient aucune amélioration de leur productivité au cours de la période régulatoire 2024-2028 ;
 - le nombre de compteurs communicants qu'ORES envisage de placer sur la période 2024-2028 dans son scénario initial ne correspond pas aux segments du décret électricité en vigueur au moment de l'élaboration de ce scénario, en ce sens qu'ORES prévoit le remplacement systématique des compteurs chez les *prosumers* dont la puissance de l'installation de production est inférieure à 5 kWe. Le décret électricité

a toutefois été modifié entre-temps sur ce point. Cette évolution sera bien entendu prise en compte par la CWaPE ;

- certains GRD ont inclus dans leur scénario initial, les coûts correspondant à la quote-part annuelle facturée par Atrias aux GRD pour la mise en place et l'exploitation de la plateforme de Prépaiement (PPP) alors que ces coûts font partie des coûts « *Business As Usual* » au même titre que les autres coûts refacturés par Atrias ; et
- les coûts de gestion des déchets pris en compte par les GRD paraissent être surévalués par rapport aux bonnes pratiques observées par d'autres GRD européens.

Pour les GRD gaz, les coûts additionnels calculés par la société Schwartz and Co, selon les deux scénarios, sont synthétisés dans les tableaux ci-dessous :

TABLEAU 33 1. SCÉNARIO SCHWARTZ AND CO POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
ORES - CNC additionnelles	2 482 934	2 574 310	3 528 097	4 588 284	5 631 699
ORES - Extension du réseau	1 393 052	2 779 174	4 106 971	5 420 674	6 706 590
ORES - Smart metering	1 089 881	-204 863	-578 875	-832 390	-1 074 891
RESA - CNC additionnelles	739 875	1 294 351	1 835 001	2 326 439	2 804 363
RESA - Extension du réseau	771 242	1 545 908	2 261 746	2 910 582	3 526 721
RESA - Smart metering	-31 367	-251 557	-426 745	-584 144	-722 359
TOTAL des CNC additionnelles –	3 222 808	3 868 662	5 363 098	6 914 722	8 436 062

TABLEAU 34 2. SCÉNARIOS INITIAUX GRD POUR LE SMART METERING

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
ORES - CNC additionnelles	2 551 380	2 671 903	3 610 074	4 676 702	5 725 817
ORES - Extension du réseau	1 393 052	2 779 174	4 106 971	5 420 674	6 706 590
ORES - Smart metering	1 158 328	-107 271	-496 897	-743 972	-980 773
RESA - CNC additionnelles	772 598	1 355 488	1 923 510	2 441 302	2 944 600
RESA - Extension du réseau	771 242	1 545 908	2 261 746	2 910 582	3 526 721
RESA - Smart metering	1 356	-190 420	-338 236	-469 280	-582 121
TOTAL des CNC additionnelles –	3 323 978	4 027 391	5 533 584	7 118 004	8 670 417

La CWaPE a choisi d'intégrer dans la méthodologie tarifaire 2024-2028 les coûts additionnels des GRD gaz découlant du scénario Schwartz and Co pour les coûts de déploiement des compteurs communicants.

Les scénarios initiaux des GRD concernant le déploiement des compteurs communicants n'ont pas été retenus car ils incluent des hypothèses avec lesquelles la CWaPE est en désaccord. Notamment :

- le coût moyen du compteur communicant d'ORES et RESA pour les années 2024 à 2028 ne correspondent pas au coût prévu dans leur marché public ;
- le nombre d'appels à traiter concernant les compteurs communicants paraît être surévalué ainsi que le coût unitaire par appel prévu par certains GRD ;
- la durée moyenne de placement en zone blanche est supérieure à la durée moyenne de placement hors zone blanche alors que cela n'est pas justifié au regard de la technologie utilisée pour la communication des compteurs communicants gaz ;
- les coûts de gestion des déchets pris en compte par les GRD paraissent être surévalués par rapport aux bonnes pratiques observées par d'autres GRD européens.

Pour l'année 2024, les coûts additionnels sont ajoutés à la base des coûts contrôlables en valeur absolue dans la formule de l'article 41 tandis que pour les années 2025 à 2028, les coûts additionnels ont été lissés et convertis en un pourcentage annuel intitulé « facteur d'évolution des coûts » applicable aux coûts contrôlables totaux budgétés de l'année précédente afin que les coûts contrôlables totaux de l'année N (hors inflation et hors facteur d'efficacité éventuel) permettent au GRD d'accomplir ses missions en tenant compte de l'extension et de l'évolution de la pointe du réseau, ainsi que du déploiement des compteurs communicants sur son réseau. Le pourcentage d'évolution des coûts contrôlables apparaît dans la formule de l'article 44 et la valeur de ces pourcentages est reprise à l'article 45, ainsi que dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 35

AIEG	0,554%
AIESH	0,144%
ORES ELEC	0,261%
RESA ELEC	0,776%
REW	0,598%
ORES GAZ	0,493%
RESA GAZ	0,938%

Dans son étude, la société Schwartz and Co a calculé les facteurs individuels d'évolution des coûts mais également les facteurs globaux d'évolution des coûts par fluide.

La CWaPE a décidé d'intégrer, dans la méthodologie tarifaire 2024-2028, les facteurs individuels d'évolution des coûts. Ce choix est motivé par les raisons suivantes :

- le facteur global d'évolution des coûts est favorable pour certains GRD mais défavorable à d'autres GRD pour des raisons externes au GRD ;
- ORES et RESA étant deux GRD de plus grande taille, leurs projections et leurs coûts influencent largement la valeur du facteur global d'évolution des coûts ;
- un facteur individuel d'évolution des coûts est cohérent avec un facteur individuel d'efficacité ;
- les facteurs individuels d'évolution des coûts tiennent compte des disparités dans les approches pour le déploiement des compteurs communicants qui sont un des éléments prépondérants dans le calcul des FEC.

F. Correction des charges d'amortissement des compteurs classiques BT électricité et des compteurs à budget payguard électricité et gaz

Les charges nettes relatives au projet spécifique (CPS) de l'année 2023 incluent la différence entre l'estimation du montant des charges d'amortissement des compteurs classiques BT électricité et des compteurs à budget électricité et gaz et le montant des charges d'amortissement des compteurs classiques BT électricité et des compteurs à budget électricité et gaz réelles des années 2019 et 2020 indexées jusqu'en 2023. Ces charges d'amortissement réelles indexées sont utilisées dans la formule de calcul des coûts contrôlables de l'année 2024. Aussi, cette formule intègre un terme correctif permettant de faire correspondre les deux montants afin d'éviter de faire supporter une charge induite aux URD.

G. Facteur individuel d'efficacité (Xi)

Un facteur individuel d'efficacité est appliqué aux coûts contrôlables de chaque année de la période réglementaire 2024-2028 (cf. Titre II – Chapitre 2 – Section 1, 1.2.1.4, B, ci-dessous).

H. Liberté du GRD

Les formules de calcul du niveau initial (soit ceux de l'année 2024) des coûts contrôlables OSP et hors OSP, prévues à l'article 41, devraient permettre d'accorder au GRD un budget de coûts contrôlables adéquat/raisonnable pour exercer ses missions et obligations légales. Néanmoins, la CWaPE ne souhaite pas imposer au GRD le budget calculé selon les formules de la méthodologie tarifaire si le GRD souhaite réduire le montant de ses coûts contrôlables budgétés. Aussi, le GRD a la possibilité de proposer un budget de coûts contrôlables OSP et hors OSP inférieur à celui calculé selon les formules de la méthodologie tarifaire. Dans ce cas, le GRD s'engage à accomplir l'ensemble des missions qui lui sont dévolues avec le budget qu'il propose.

1.2.1.4. La formule de calcul du budget des coûts contrôlables 2025-2028 et ses paramètres (articles 44 à 46)

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, les budgets des années 2020 à 2023 des charges nettes contrôlables (OSP et hors OSP) étaient déterminés selon la formule suivante :

$$CNC_N = CNC_{N-1} \times [1 + (IS - X)]$$

Avec :

- CNC_N = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N ;
- CNC_{N-1} = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N-1 ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 » ;
- X = facteur d'efficacité fixé à 1,5%.

Les budgets des années 2020 à 2023 des charges nettes liées aux immobilisations (OSP et hors OSP) étaient, quant à eux, déterminés selon la formule suivante :

$$CNI_N = CNI_{N-1} \times [1 + IS]$$

Avec :

- CNI_N = charges nettes liées aux immobilisations de l'année N déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS) ;
- CNI_{N-1} = charges nettes liées aux immobilisations de l'année N-1 déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (CPS) ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2019 à 2022 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2017-2022 ».

Dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables des années 2025 à 2028 relatives aux obligations de service public doivent être inférieurs ou égaux aux montants déterminés, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC\ OSP_N = CNC\ OSP_{N-1} \times (1 + IS) \times (1 + FEC_i) \times (1 + Y)$$

Avec :

- CNC OSP_N = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année N ;
- CNC OSP_{N-1} = charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public de l'année N-1 ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2025 à 2027 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 en juin 2022 ;
- FEC_i = facteur individuel d'évolution des coûts (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 45 ;
- Y = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période réglementaire 2024-2028.

Les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables des années 2025 à 2028 hors charges nettes relatives aux obligations de service public doivent être inférieurs ou égaux aux montants déterminés, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC\ hors\ OSP_N = CNC\ hors\ OSP_{N-1} \times (1 + IS) \times (1 + FEC_i) \times (1 + X_i)$$

Avec :

- CNC hors OSP_N = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N hors charges nettes relatives aux obligations de service public ;
- CNC hors OSP_{N-1} = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N-1 hors charges nettes relatives aux obligations de service public ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2025 à 2027 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 de juin 2022 » ;
- FEC_i = facteur individuel d'évolution des coûts (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 45 ;
- X_i = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46.

La CWaPE a conservé la même structure de formule d'évolution des coûts contrôlables que dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 mais y a toutefois apporté quelques adaptations.

A. Le facteur d'évolution des coûts (FEC)

Comme indiqué au titre II, Chapitre 2, Section 1, 1.2.1.3, E, ci-dessus, les coûts contrôlables des années 2025 à 2028 sont majorés ou minorés d'un pourcentage afin que les coûts contrôlables totaux de chacune de ces années (hors inflation et hors facteur d'efficience éventuel) permettent au GRD d'accomplir ses missions en tenant compte de l'extension et de l'évolution de la pointe du réseau ainsi que du déploiement des compteurs communicants sur son réseau.

B. Facteur d'efficacité individuels (Xi)

B.1. L'efficacité d'une entreprise

Concept général

Une entreprise performante doit être à la fois efficace et efficiente. Elle est efficace lorsqu'elle atteint les objectifs qu'elle s'est fixés. Elle est efficiente lorsqu'elle minimise les moyens mis en œuvre pour atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés.

La définition qu'en donne Schwartz and Co, auteur du rapport sur la Mesure de l'efficacité publié sur le site Internet de la CWaPE, complète le propos :

« [...] du point de vue de la théorie économique, l'efficacité d'une société est donc la mesure de la « quantité » de produits et services qu'elle fournit (les outputs) pour une « quantité » donnée de facteurs de production (les inputs). Une société est d'autant plus efficiente qu'elle produit une quantité d'autant plus élevée de produits et services pour une quantité donnée de facteurs de production (vision orientée output de l'efficacité), ou, de manière équivalente qu'elle utilise une quantité d'autant plus faible d'inputs pour produire une quantité donnée d'outputs (vision orientée input de l'efficacité). Pour mesurer l'efficacité totale d'une société, appelée efficacité économique totale ou efficacité de coût, la méthode doit être capable de capturer la totalité de ses inputs et de ses outputs. Par ailleurs, l'efficacité n'est pas une notion absolue. Une société ne peut être jugée comme plus ou moins efficiente que par comparaison avec ses pairs (exercice de benchmarking) »⁶².

La méthodologie tarifaire doit avoir notamment pour objectif de favoriser le fonctionnement efficient des gestionnaires de réseau de distribution : « la méthodologie tarifaire permet, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseaux de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts » (article 4, § 2, 2°, du décret tarifaire).

L'efficacité en situation de concurrence

En situation de concurrence, l'entreprise est normalement incitée à l'efficacité. La concurrence incite cette entreprise à minimiser ses coûts et à améliorer sa productivité.

L'explication donnée par Emmanuel Combe⁶³ illustre ce propos :

« la concurrence joue le rôle d'un « aiguillon », qui incite les entreprises installées à donner le meilleur d'elles-mêmes pour conserver leur part de marché et croître ; elle permet également l'entrée de nouveaux acteurs, qui disposent de modèles économiques plus efficaces et obligent les opérateurs existants à se renouveler. Bref, la concurrence exerce un effet positif sur la productivité, ce que confirment les études empiriques. Ce lien étroit entre concurrence et productivité se retrouve également au niveau de la politique de concurrence : une étude empirique récente sur les pays de l'OCDE montre que les gains de productivité sont d'autant plus marqués que le pays dispose d'une politique de concurrence vigoureuse »⁶⁴.

⁶² Schwartz and Co, Étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 (lot 2), Rapport final (fin de phase 2), 12 novembre 2020, p. 8.

⁶³ Professeur des Universités, Professeur affilié à ESCP Europe, Vice-Président de l'Autorité de la concurrence en France.

⁶⁴ La tribune, 14 novembre 2014. <https://www.latribune.fr/opinions/tribunes/20141114tribfd0f9d620/la-politique-de-concurrence-est-aussi-une-politique-de-l-offre-2-3.html>

Les risques et les solutions en ce qui concerne l'efficience des monopoles

En raison des caractéristiques structurelles des industries de réseau dont la distribution d'électricité et de gaz font partie, il existe un consensus sur le fait que les activités de distribution d'électricité et de gaz doivent être offertes par une entreprise unique sur le territoire qu'elle dessert. La structure de ces industries a été modélisée et définie par le concept de monopole naturel⁶⁵.

En situation de monopole, il y a absence de pression de la concurrence et absence d'incitation à la minimisation des coûts et à l'amélioration de la productivité de l'entreprise, ce qui engendre un risque que le prix de monopole soit trop élevé par rapport au prix de concurrence.

Des solutions pour inciter les entreprises à l'efficience ont été préconisées par les économistes et mises en place pour la régulation des monopoles naturels. Pour contrer ce risque et éviter que le monopole abuse de sa position, le régulateur doit :

- mesurer le plus adéquatement l'efficience des sociétés en monopole ; et
- en cas d'inefficience, inciter l'entreprise à tendre vers l'efficience.

Mesurer l'efficience d'une entreprise constitue un défi pour le régulateur car, comme le souligne l'économiste Jean Tirole, le régulateur peut difficilement juger de la capacité de l'entreprise à réaliser des gains de productivité⁶⁶.

B.2. Mesure de l'inefficience et incitation à l'efficience du GRD

Procéder à une modélisation économétrique des coûts du GRD offre une réponse au défi de mesure de l'efficience des GRD wallons et c'est ce choix qui a été fait par la CWaPE pour mesurer leur efficience. La raison pour laquelle ce choix a été posé par le régulateur est précisée ci-dessous.

En cas d'inefficience, la fixation d'un facteur d'efficience, communément nommé facteur X par les régulateurs et les économistes qui ont réfléchi à cette problématique, est un des outils à la disposition du régulateur pour inciter l'entreprise régulée à l'efficience.

Ce facteur d'efficience représente un pourcentage annuel de réduction des coûts afin que l'entreprise atteigne un niveau considéré comme « efficient ».

Le fait qu'il s'agisse d'un pourcentage annuel appliqué aux coûts de l'année précédente, laisse la possibilité au GRD d'améliorer son efficience de façon graduelle sur la période régulatoire pluriannuelle, laissant aussi la possibilité au GRD de faire des économies de coût au-delà de l'objectif fixé par le régulateur.

Approches possibles et choix de la CWaPE

Il existe différentes approches de mesure de l'efficience. Afin de choisir l'approche la plus appropriée au contexte des GRD wallons, la CWaPE a mandaté un cabinet expert, le cabinet Schwartz and Co,

⁶⁵ C. Jaumotte, *Les mécanismes de l'économie*, De Boeck, p. 126.

⁶⁶ J. Tirole, *Economie du bien commun*, PUF. Jean Tirole, prix nobel d'économie, et Jean-Jacques Laffont ont étudié la réglementation des industries de réseau.

pour la réalisation d'une étude visant à proposer une méthode appropriée de la mesure de l'efficacité individuelle des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz wallons.

Plus précisément, les objectifs de cette étude étaient les suivants :

- réaliser une analyse comparative des différents modèles et de leurs paramètres sous-jacents utilisés pour mesurer l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique et dans un échantillon représentatif d'autres pays européens. La comparaison devait tenir compte des spécificités de chaque modèle et, notamment :
 - les objectifs prioritaires de la régulation ;
 - le modèle de régulation tarifaire ;
 - la durée des périodes réglementaires ;
 - la base des coûts sur laquelle l'incitant est placé ;
 - la structure du secteur ;
 - l'historique de régulation des différents pays ; et
- formuler une ou plusieurs propositions de modèle (et des paramètres sous-jacents) de mesure de l'efficacité applicable aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne (sur la base des contraintes propres à la Région wallonne telles que le nombre de GRD, la disponibilité et la fiabilité des données, le cadre législatif, etc.).

Le rapport établi à la suite de cette étude⁶⁷ est divisé en trois parties :

1. les deux grandes catégories de méthode de mesure d'efficacité sont comparées entre elles : les méthodes paramétriques et les méthodes non-paramétriques ;
2. une revue par pays est ensuite effectuée ;
3. une recommandation de méthode de mesure de l'efficacité pour la Wallonie est enfin formulée.

1. Comparaison des méthodes de mesure d'efficacité avec avantages et inconvénients

L'étude distingue deux grandes familles de méthodes de mesure d'efficacité : les méthodes paramétriques et les méthodes non-paramétriques.

Les méthodes paramétriques sont des méthodes économétriques de régression linéaire par la méthode des moindres carrés ordinaires (OLS, COLS, MOLS, Advanced COLS, SFA⁶⁸) qui définissent une fonction de coût efficace (dénommée frontière d'efficacité) définie par un jeu des variables explicatives des coûts.

Les méthodes non-paramétriques sont des méthodes mathématiques, en particulier la méthode DEA⁶⁹ qui définit également une frontière d'efficacité.

⁶⁷ Le rapport est publié sur le site Internet de la CWaPE. Les GRD ont eu l'occasion de réagir sur le projet de rapport de l'expert. L'ensemble des commentaires et des réponses apportées aux commentaires des GRD ont été consignés dans un rapport de consultation, publié sur le site Internet de la CWaPE (Rapport de consultation sur le rapport intermédiaire (fin de phase 1) de Schwartz and Co relatif à l'étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période réglementaire 2024-2028 (lot 2), 12 novembre 2020).

⁶⁸ OLS pour *Ordinary least square*, COLS pour *Corrected least square*, MOLS pour *Modified ordinary least square*, SFA pour *Stochastic Frontier Analysis*. Ces méthodes sont des méthodes économétriques de régression linéaire, détaillées dans le rapport de Schwartz and Co.

⁶⁹ DEA pour *Data envelopment analysis* – méthode mathématique détaillée dans le rapport de Schwartz and Co.

L'usage des deux méthodes peut se combiner dans des approches hybrides.

2. Revue de pays européens utilisant ces méthodes (Allemagne, Autriche, France et Finlande)

L'analyse comparative des méthodes de mesure de l'efficacité est étayée notamment par un éclairage sur les méthodes appliquées dans ce domaine par les régulateurs allemand, autrichien, finlandais et français.

L'application des méthodes de mesure d'efficacité dans ces quatre pays européens est décrite en détail dans l'étude, comme le présente le tableau ci-dessous⁷⁰.

TABLEAU 36 MÉTHODES DE MESURE D'EFFICACITÉ DANS QUATRE PAYS EUROPÉENS

Attribut	Allemagne	Autriche	France	Finlande
Utilisation de la mesure d'efficacité dans le schéma de régulation	Systématique	Systématique	Ponctuelle	Systématique
Type de GRD concerné	Electricité et gaz	Electricité et gaz	Gaz	Electricité
Méthode utilisée	Méthode hybride (SFA + DEA)	Méthode hybride (MOLS + DEA)	Advanced COLS	StoNED

Source : Schwartz and Co

3. Proposition de modèle de mesure de l'efficacité des GRD en Région wallonne

Sur la base des analyses réalisées, l'étude recommande de mesurer l'efficacité des GRD wallons à travers l'application d'une méthode paramétrique avec une frontière d'efficacité déterministe, intitulée *Advanced COLS*.

Les caractéristiques principales de la méthode recommandée sont les suivantes :

- la forme de la fonction de coût et ses variables explicatives sont non présupposées et sont déterminées de manière statistiquement optimale selon la méthodologie *Advanced COLS*, qui intègre également une vérification de la validité économique et opérationnelle du modèle économétrique obtenu ;
- afin que la modélisation économétrique soit valide, un minimum de 15 GRD est nécessaire ; le nombre de GRD wallons étant inférieur à ce minimum, la mise en œuvre de la mesure de l'efficacité selon cette méthode a nécessité *de facto* d'inclure d'autres GRD dans l'échantillon.

Après avoir pris connaissance du rapport, des avantages et inconvénients de chaque méthode, des réactions des GRD et du rapport de consultation, la CWaPE a considéré la méthode de mesure de l'efficacité *Advanced COLS* comme la solution la plus adéquate à mettre en œuvre compte tenu du contexte des GRD en Région wallonne et ce pour les raisons suivantes :

- les méthodes paramétriques sont basées sur des régressions multilinéaires OLS pour lesquelles un retour d'expérience solide existe dans la régulation des gestionnaires de réseau de distribution ;

⁷⁰ La méthode STONED développée avec l'ambition de combiner les avantages de la méthode DEA et de la méthode SFA tout en supprimant les inconvénients, utilisée uniquement en Finlande, est également détaillée dans le rapport de Schwartz and Co.

2. à l'inverse des méthodes DEA et TFP, les méthodes paramétriques offrent une approche rigoureuse en permettant de mesurer quantitativement la qualité statistique du modèle de mesure d'efficacité obtenu ;
3. le désavantage le plus important de la méthode DEA et de toute méthode hybride l'utilisant est qu'elle ne permet pas de mesurer la qualité du modèle via des tests statistiques⁷¹ ;
4. parmi les méthodes paramétriques basées sur des régressions OLS (MOLS, COLS), la méthode Advanced COLS est une méthode standard en économétrie. Elle est la seule qui ne présuppose pas la fonction de coût. Elle sélectionne les variables explicatives optimales parmi un ensemble de variables explicatives, ainsi que le modèle statistiquement optimal utilisant ces variables (approche *Stagewise regression* et *All possible models*). Ainsi,

« L'approche « stagewise regression » visant à sélectionner le meilleur ensemble de paramètres et la meilleure fonction de coût, minimisant l'intercorrélation entre les variables explicatives en étudiant les résidus de régression (voir étapes 3 et 4) ; l'approche « all possible models » visant à tester toutes les combinaisons possibles de variables explicatives et de forme de fonction de coût. Tous les modèles possibles sont ainsi calculés par régression multilinéaire (voir étape 3) et testés (voir étape 4) »⁷².

En outre, le modèle statistiquement optimal est vérifié en termes économique et opérationnel.

La méthode *Advanced COLS* permet enfin une mesure de l'efficacité sur la base d'un échantillon raisonnable de GRD dans le *benchmark* à l'inverse des méthodes *StoNED* et *SFA* qui requièrent un nombre très élevé de GRD dans l'échantillon, ce qui s'avère incompatible avec un benchmark international ;

5. la famille des méthodes *OLS* (dont fait partie la méthode *Advanced COLS*) sont des méthodes de mesure de l'efficacité pratiquées par d'autres régulateurs comme le tableau ci-dessous l'illustre.

⁷¹ Schwartz and Co, Étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 (lot 2), pp. 34-35.

⁷² Schwartz and Co, Etude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 (lot 2) - Rapport final (fin de phase 2) - 12 novembre 2020, e.a. p.18, publié sur le site Internet de la CWaPE.

TABLEAU 37 COMPARAISON DES DIFFÉRENTES MÉTHODES DE MESURE D'EFFICIENCE PAR LES RÉGULATEURS DE 10 PAYS EUROPÉENS

Tableau 12. Comparaison des différentes méthodes de mesure d'efficacité par les régulateurs de 10 pays européens

Pays	Régulateur	GRD	Réalisation de la mesure	Période de régulation	Méthode utilisée
Allemagne ³¹	BNetzA	Electricité et gaz	Systématique	2018 à 2022 pour le gaz et 2019 à 2023 pour l'électricité	Méthode hybride (SFA + DEA)
Autriche ³²	E-Control	Electricité et gaz	Systématique	2018 à 2022 pour le gaz et 2019 à 2023 pour l'électricité	Méthode hybride (MOLS + DEA)
France ³³	CRE	Gaz	Ponctuelle	2016 à 2020	Advanced COLS
Finlande ³⁴	Energiavirasto	Electricité	Systématique	2016 à 2019 et 2020 à 2023	StoNED
Irlande ³⁵	CER	Electricité	Systématique	2016 à 2020	COLS
Royaume-Uni ³⁶	Ofgem	Electricité	Systématique	2015 à 2023	COLS (Pooled OLS)
Suède ³⁷	Energimarknadsinspektionen	Electricité	Systématique	2016 à 2019	DEA
Norvège ³⁸	NVE	Electricité	Systématique	2013 à 2018	DEA
Danemark ³⁹	Forsyningstilsynet	Electricité	Systématique	2020 à 2022	Méthode hybride (SFA + DEA)
Portugal ⁴⁰	ERSE	Electricité et gaz	Systématique	2020 à 2021 pour le gaz et 2018 à 2020 pour l'électricité	DEA

Source : Schwartz and Co

La CWaPE a également suivi la recommandation en choisissant d'appliquer la méthode *Advanced COLS* à une base de coûts constituée des coûts opérationnels (OPEX) contrôlables et des charges d'amortissement (CAPEX), soit une base de coûts contrôlables TOTEX. En effet, les charges d'amortissement (CAPEX) font partie intégrante des coûts contrôlables des GRD wallons depuis 2019, selon le schéma de régulation appliqué par la CWaPE.

Mesure de l'efficacité des GRD wallons et détermination du facteur d'efficacité ξ

Les étapes de la réalisation de la mesure effective de l'efficacité des GRD wallons sont présentées dans le schéma ci-dessous⁷³, avec *in fine* la comparaison de la base de coût réelle du GRD avec sa base de coût efficace.

⁷³ Pour les détails de la mesure d'efficacité, cf. Rapport de Schwartz and Co, Mesure effective de l'efficacité des GRD wallons.

1. Etapes de la mesure effective de l'efficacité des GRD wallons avec les retraitements effectués

Base de coûts retraitée des GRD (retraitements 0 à 5)



Modélisation économétrique Advanced COLS

- Stagewise regression
- All possible models



Fonction de coût efficiente & analyse de la validité du modèle



Base de coûts efficiente du GRD

Base de coût réelle du GRD
avec retraitements 1, 2, 4 pour les GRD wallons
avec retraitement des CàB pour les GRD wallons (cf. retraitement 6)



Score d'efficacité du GRD wallon
(résultat de la comparaison de la base de coût réelle du GRD avec la base de coût efficiente)



2. Etapes suivies

A) Retraitements des coûts des GRD de l'échantillon

L'échantillon est composé de tous les GRD belges et d'un échantillon de GRD allemands (de taille comparable aux GRD wallons et d'efficacité comprise entre 90 et 100%) :

- 21 GRD Electricité : GRD wallons (5), bruxellois (1), flamand (1), allemands (14) ;
- 21 Gaz : GRD wallons (2), bruxellois (1), flamand (1), allemands (17).

Afin d'harmoniser les bases de coûts des GRD de l'échantillon, les retraitements nécessaires ont été effectués sur les coûts des GRD wallons et des autres GRD avant la modélisation économétrique, comme expliqué ci-dessous⁷⁴.

Les retraitements nécessaires ont été effectués sur les coûts des GRD wallons avant la modélisation économétrique afin de rendre ces coûts comparables, les mêmes ou d'autres retraitements ont été effectués sur les coûts des autres GRD de l'échantillon. La modélisation économétrique a conduit à définir une fonction de coût efficiente, avec laquelle Schwartz and Co a calculé la base de coût efficiente de chaque GRD. Cette base de coût efficiente est comparée à la base de coût réelle afin de déterminer le score d'efficacité du GRD, comme le schéma ci-dessus le décrit.

Les tableaux ci-dessous présentent de manière schématique les retraitements pré-modélisation selon les GRD.

⁷⁴ Les durées d'amortissement n'ont pas été alignées entre GRD, ce qui est en faveur des GRD wallons.

Retraitements pré-modélisation	
GRD Wallons	Sibelga
+ Charges nettes contrôlables 2019 - obligations de service public (hors CàB) R1 - provisions & produits / charges financiers R2 + Amortissements 2019 retraités du TFM R4 = Coûts réels € 2019 retraités	+ Charges nettes contrôlables 2019 selon Méthodologie tarifaire wallonne R0 - obligations de service public R1 - provisions & produits / charges financiers R2 + Amortissements 2019 retraités du TFM R4 = Coûts réels € 2019 retraités

Rx = Retraitement x, x = 0 à 5

Retraitements pré-modélisation	
Fluvius	GRD allemands
+ Charges nettes contrôlables 2019 selon Méthodologie tarifaire wallonne R0 - obligations de service public (hors CàB) R1 - provisions & produits / charges financiers R2 + Amortissements 2019 retraités du TFM R4 = Coûts réels € 2019 retraités	+ Charges nettes contrôlables 2016 selon Méthodologie tarifaire wallonne R0 - provisions & produits / charges financiers R2 - subsides/interventions de tiers R5 = Coûts réels 2016 retraités * inflation cumulée 2017-2018-2019 R3 = Coûts réels € 2019 retraités

Rx = Retraitement x, x = 0 à 5

Retraitements avant modélisation économétrique

Retraitement 0 – Détermination des charges nettes contrôlables des GRD autres que wallons selon la méthodologie tarifaire wallonne.

Les charges nettes contrôlables des GRD autres que wallons ont été vérifiées et adaptées – le cas échéant - afin d'aligner leur base de coûts contrôlables sur la méthodologie tarifaire wallonne. En d'autres termes, les rubriques de coûts de ces GRD ont été classifiées comme soit contrôlables, soit non-contrôlables, au sens de la méthodologie tarifaire wallonne.

Retraitement 1 - GRD belges : retrait des charges nettes contrôlables OSP (à l'exception des coûts relatifs à la gestion des compteurs à budget).

Les coûts relatifs aux obligations de services publics (gestion de la clientèle, gestion des déménagements et des fins de contrats, gestion de la promotion de l'énergie renouvelable, gestion de l'éclairage public, gestion des raccordements standards gratuits...), à l'exception des coûts des compteurs à budget nécessaires au comptage, ne sont pas pris en compte car cette catégorie de coûts n'est pas dans la base de coûts des GRD allemands.

Retraitement 2 – GRD belges et allemands : retrait des dotations/reprises de provision et des produits/charges financiers incluses dans les coûts contrôlables.

Les provisions, charges et produits financiers ont été retirés chez tous les GRD, étant donné leur caractère non-récurrent et différent selon les GRD.

Retraitement 3 – GRD allemands : coûts réels de l'année 2016 inflatés jusqu'en 2019 pour obtenir des coûts en €2019.

Les données des GRD allemands sont des coûts réels 2016. Afin de rendre la comparaison possible, ceux-ci ont été inflatés pour les amener à l'année des coûts réels des GRD belges, soit l'année 2019.

TABLEAU 38 INFLATION EN ALLEMAGNE SUR LA PÉRIODE 2017-2019

Inflation DE	2017	2018	2019
%	1,51%	1,73%	1,45%

Source : Schwartz and Co

Retraitements 4 et 5 – Subsidés et financement de tiers.

Les différences de traitement des subsidés et des interventions de clients (p.ex. pour se raccorder au réseau) ont été traitées afin de neutraliser cet effet au niveau des CAPEX. Pour les GRD belges, un taux de financement moyen a été appliqué. Pour les GRD allemands, les subsidés et des interventions de clients, OPEX, ont été retirés de leur base de coûts.

Retraitement 4 - GRD belges : calcul et application d'un taux de financement de tiers moyen afin de tenir compte des subsidés et des financements de tiers pour les actifs régulés.

Pour les GRD wallons, ce « brutage » des charges d'amortissement a été appliqué aux charges d'amortissement des actifs ainsi que sur la charge d'amortissement de la plus-value de réévaluation des actifs immobilisés.

Retraitement 5 - GRD allemands : retrait des subsidés et des financements de tiers dans les charges d'exploitation.

Pour les GRD allemands, les financements de tiers n'étant pas défalqués au niveau des immobilisations mais directement au niveau des charges d'exploitation, le retraitement a consisté à ne pas tenir compte des financements de tiers dans le calcul de la base de coûts.

À noter, le maintien (non-retraitement) des durées d'amortissement, malgré les différences entre GRD, (amortissements plus courts des GRD allemands, ce qui dégrade leur base de coûts, comparé aux GRD wallons).

B) Modélisation économétrique et tests statistiques

En électricité, 30 variables ont été identifiées avant le démarrage de la modélisation tandis qu'en gaz 23 variables étaient candidates.

Pour l'électricité, la méthode *Advanced COLS* a permis de sélectionner sur la base des données de coûts et des 30 variables, parmi près de 33 000 modèles testés, le modèle optimal à la fois en termes statistiques et économiques basé sur les 5 variables explicatives suivantes :

- % de longueur de réseau HT par rapport à la longueur totale du réseau.
- coût moyen du travail du pays.
- Ln (Longueur totale du réseau souterrain).
- Ln (Nombre total de point de fourniture).

- Ln (Pointe de charge annuelle du réseau).

Pour le gaz, la méthode *Advanced COLS* a permis de sélectionner de la même manière le modèle optimal à la fois en termes statistiques et économiques basé sur les 2 variables explicatives suivantes :

- Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture.
- Ln (Nombre total de points de fourniture).

La meilleure fonction de coût parmi tous les modèles retenus et testés a été retenue, selon le résultat des tests statistiques et également sa pertinence économique⁷⁵ :

- « En électricité, le modèle retenu est le meilleur sur le plan statistique parmi tous les modèles calculés, après élimination de tous les modèles dont au moins une variable explicative n'est pas statistiquement significative (probabilité critique du coefficient supérieure à 0,05) ou dont les coefficients n'ont pas un signe pertinent (seuls 99 modèles sur près de 33 000 calculés subsistent après cette première élimination) : critère d'information d'Akaike le plus bas ; toutes les variables du modèle sont significatives ; tous les coefficients sont très significativement différents de 0 avec une probabilité critique très inférieure à 0,05 ; le modèle ne présente ni autocorrélation des résidus, ni d'hétéroscédasticité ; la distribution du résidu peut être considérée comme normale ; aucun effet de levier n'a été détecté ; un point d'influence potentiel a été détecté parmi les GRD allemands mais il a été vérifié que ce point n'a qu'un impact extrêmement faible sur le modèle (modèle quasi inchangé avec ou sans ce point). Ce modèle s'affranchit de l'année de référence utilisée pour le calculer ».
- « En gaz, le modèle retenu est le second meilleur modèle au niveau statistique parmi tous les modèles générés, après élimination de tous les modèles dont au moins une variable explicative n'est pas statistiquement significative ou dont les coefficients n'ont pas un signe pertinent (seuls 26 modèles sur près de 33 000 calculés subsistent après cette première élimination) : second critère d'Akaike le plus bas ; toutes les variables du modèle sont significatives ; tous les coefficients sont très significativement différents de 0 avec une probabilité critique très inférieure à 0,05 ; le modèle ne présente ni autocorrélation des résidus, ni d'hétéroscédasticité ; la distribution du résidu peut être considérée comme normale ; aucun effet de levier n'a été détecté ; un point d'influence potentiel a été détecté parmi les GRD allemands et il a été vérifié que ce point n'a qu'un impact extrêmement faible sur le modèle (modèle quasi inchangé avec ou sans ce point). Un point anormal a également été détecté parmi les GRD mais il a été vérifié que l'impact de ce point sur le modèle est très faible également. Le modèle présentant le critère d'Akaike le plus élevé n'a pas été retenu en raison de sa moindre pertinence économique, l'une des deux variables explicatives de ce modèle étant le logarithme du volume annuel acheminé ».

C) Retraitement post-modélisation et mesure effective de l'efficacité des GRD wallons

L'efficacité des GRD wallons a été calculée, de manière individuelle, par rapport à la frontière d'efficacité positionnée au premier décile et au premier quartile des GRD les plus efficaces.

Pour cela, la base de coût réelle de chaque GRD wallon a également été retraitée en effectuant les retraitements suivants décrits *supra* :

- retraitement 1 : retrait des charges nettes contrôlables OSP (y compris les charges OPEX et CAPEX liées aux compteurs à budget).

⁷⁵ Schwartz and Co, Mesure effective de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019 et 2020, p. 14.

- retraitement 2 : retrait des dotations/reprises de provision et des produits/charges financiers incluses dans les coûts contrôlables.
- retraitement 4 : calcul et application d'un taux de financement de tiers moyen afin de tenir compte des subsides et des financements de tiers pour les actifs régulés.

Un dernier retraitement (Retraitement 6 – GRD wallons) a été effectué : les charges d'amortissement des compteurs à budget sont remplacées par des charges d'amortissement estimées de compteurs classiques. En effet, le paramètre spécifique « nombre de CàB » n'étant pas ressorti comme variable explicative, il convient de retirer les coûts OPEX et CAPEX relatifs aux CàB mais, *a contrario*, il convient de tenir compte de ces points de fourniture et de leur impact sur les coûts contrôlables. Aussi, une estimation des charges CAPEX « compteurs BT classiques » a été réalisée, ajoutée à la base réelle des coûts contrôlables des GRD wallons.

La modélisation économétrique et les différentes étapes décrites ci-dessus ont conduit à définir une fonction de coût efficiente, avec laquelle la base de coût efficiente de chaque GRD a été calculée. Cette base de coût efficiente est comparée à la base de coût réelle afin de déterminer le score d'efficacité du GRD.

Les résultats (au 1^{er} décile et au 1^{er} quartile des GRD les plus efficaces) des GRD wallons sont présentés dans le tableau ci-dessous. Un pourcentage inférieur à 100% signifie que le GRD n'est pas efficace.

TABEAU 39 MESURE D'EFFICACITE DES GRD WALLONS POUR LES ANNEES 2019 ET 2020

	Score efficacité 2019		Score efficacité 2020	
	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile
AIEG	97,420%	100,000%	100,000%	100,000%
AIESH	100,000%	100,000%	83,430%	87,520%
ORES ELEC	84,310%	88,460%	78,390%	82,240%
RESA ELEC	98,120%	100,000%	91,570%	96,070%
REW	86,140%	90,370%	83,110%	87,200%
ORES GAZ	82,510%	95,440%	73,870%	85,450%
RESA GAZ	94,600%	100,000%	85,070%	98,400%

Source : Schwartz and Co

Utilisation des résultats de la mesure d'efficacité par la CWaPE

La CWaPE a fait le choix d'utiliser la mesure de l'efficacité individuelle des GRD calculée par Schwartz and Co pour déterminer et fixer les facteurs d'efficacité de chaque GRD dans son projet de méthodologie tarifaire, et ce pour les raisons suivantes :

- la méthode retenue par la CWaPE utilise une modélisation reconnue et standard en économétrie, qui permet une validation statistique du modèle de coût (contrairement à la méthode DEA) ;
- la mesure a été appliquée de manière rigoureuse avec le nombre de GRD suffisant pour la méthode retenue. Les données des GRD avec les retraitements effectués décrits ci-dessus ont pu être utilisées pour la modélisation économétrique ;

- le modèle de coût obtenu a été validé statistiquement et opérationnellement. Les tests statistiques et opérationnels réalisés sur la fonction de coût retenue en électricité et en gaz indiquent que ces modèles sont robustes et de bonne qualité.

La CWaPE a fait le choix d'intégrer les facteurs d'efficacité dans la méthodologie tarifaire en utilisant la moyenne des années 2019 et 2020, au premier décile et ce, pour ne pas (dé)favoriser certains GRD par rapport à d'autres et afin de tenir compte de la mesure de l'efficacité la plus récente (soit celle de l'année 2020). Pour 2020, le résultat le plus favorable aux GRD des deux variantes relatives à pointe de charge moyenne 2017-2019 et 2018-2020 été retenu par la CWaPE⁷⁶.

Le tableau des scores d'efficacité montre par ailleurs que :

- à l'exception de l'AIEG (au 1^{er} décile), les scores d'efficacité des GRD wallons de l'année 2020 sont inférieurs à ceux de l'année 2019.
- le score d'efficacité de certains GRD varie significativement entre 2019 et 2020.

L'utilisation d'une moyenne a dès lors toute sa pertinence.

TABLEAU 40 MOYENNE 2019-2020 DE LA MESURE DE L'EFFICACITE

	Score efficacité 2019		Score efficacité 2020		Moyenne score efficacité 2019-2020	
	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile	1er décile	1er quartile
AIEG	97,420%	100,000%	100,000%	100,000%	98,710%	100,000%
AIESH	100,000%	100,000%	83,430%	87,520%	91,715%	93,760%
ORES ELEC	84,310%	88,460%	78,390%	82,240%	81,350%	85,350%
RESA ELEC	98,120%	100,000%	91,570%	96,070%	94,845%	98,035%
REW	86,140%	90,370%	83,110%	87,200%	84,625%	88,785%
ORES GAZ	82,510%	95,440%	73,870%	85,450%	78,190%	90,445%
RESA GAZ	94,600%	100,000%	85,070%	98,400%	89,835%	99,200%

La CWaPE a fait le choix d'utiliser le 1^{er} décile afin de fixer un objectif d'incitation à l'efficacité ambitieux – mais atteignable - aux GRD, ce qui conduira à une meilleure maîtrise des coûts des GRD, et donc des tarifs de distribution supportés par les URD.

L'effort de maîtrise des coûts n'est en effet pas demandé sur un an mais sur cinq ans et pas immédiatement – la période réglementaire commence d'ici plus d'un an et demi - afin de rendre l'objectif atteignable par les GRD et de conserver le caractère incitatif du facteur Xi. L'effort est réparti sur la période réglementaire, avec une réduction annuelle sur cinq ans, de 2024 à 2028. Pour le GRDi, le facteur d'efficacité de chaque année est donc calculé selon la formule : $[100\% - \text{moyenne}]$

⁷⁶ Cf. rapport Mesure effective de l'efficacité des GRD wallons de Schwartz and Co, p. 43 : « Les modèles électricité et gaz utilisés intégrant des variables explicatives dépendant de la pointe de charge moyenne du réseau, en raison de la baisse de la pointe en 2020 pour l'ensemble des GRD sauf pour le GRD électricité ORES, qui semble refléter un effet conjoncturel lié à l'épidémie de COVID, 2 valeurs d'efficacité 2020 ont été calculées pour chaque GRD électricité / gaz : la première est basée sur la prise en compte de la pointe de charge moyenne 2017-2019, c'est-à-dire une valeur inchangée par rapport à la mesure d'efficacité 2019, tandis que la seconde est basée sur la pointe de charge moyenne sur 2018-2020. L'impact de ce paramètre sur la mesure d'efficacité est cependant modéré (au maximum 0,6 point de pourcentage d'efficacité dans le cas de l'électricité et 1,4 point de pourcentage d'efficacité dans le cas du gaz) ».

2019-2020 mesure d'efficacité au 1^{er} décile GRDi] / 5. Le tableau 41 reprend les facteurs d'efficacité de chaque GRD wallon, pour l'électricité et pour le gaz⁷⁷.

TABEAU 41 FACTEURS D'EFFICIENCE INDIVIDUELS XI

	% efficacité annuel
AIEG	-0,258%
AIESH	-1,657%
ORES ELEC	-3,730%
RESA ELEC	-1,031%
REW	-3,075%
ORES GAZ	-4,362%
RESA GAZ	-2,033%

Par ailleurs, les éléments suivants ont également conduit la CWaPE à choisir le premier décile :

- le facteur Xi ne sera pas appliqué sur les charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, qui évolueront selon une formule différente des autres coûts contrôlables et seront soumises à un facteur de productivité intitulé facteur Yi, qui, pour la période réglementaire 2024-2028, sera égal à 0. Le choix inverse aurait pu être fait, en faisant l'hypothèse que les activités OSP ne sont pas différentes des autres activités du GRD et que dès lors il n'y a pas de raison que le niveau d'efficacité des coûts contrôlables OSP soit différent du niveau d'efficacité des autres coûts contrôlables ;
- en sus du facteur d'efficacité individuel, la CWaPE n'applique pas d'autre facteur de productivité tel que par exemple un facteur lié à des gains de productivités de l'industrie (type TFP) et non spécifique au GRD ;
- à côté de ce facteur d'efficacité Xi, un FEC est appliqué pour financer la transition énergétique. Les GRD devront faire l'effort d'efficacité Xi chaque année de la période réglementaire 2024-2028 mais le FEC (combiné aux CPS 2023 et CNC additionnelles 2024) leur permettra de financer la transition énergétique.

C. Le facteur d'indexation (IS)

En ce qui concerne le paramètre d'indexation des coûts contrôlables entre 2025 et 2028 – paramètre IS dans la formule, la CWaPE s'inscrit dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2019-2023 en conservant la valeur prévisionnelle de l'indice santé. Cette dernière sera déterminée sur la base des prévisions publiées par le Bureau Fédéral du Plan à travers la publication « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.

L'indice santé est proche de l'évolution des coûts des GRD et a l'avantage d'être un indice prévisionnel, ce qui permet aux GRD de connaître avec certitude le niveau de leurs budgets des coûts

⁷⁷ La précision suivante est également apportée concernant à l'application du facteur Xi aux charges nettes contrôlables : pour réaliser le calcul de mesure de l'efficacité des GRD wallons, les charges et produits financiers inclus dans les coûts contrôlables réels des années 2019 et 2020 des GRD wallons ont été déduits. Vu que ces montants sont non significatifs et afin de ne pas complexifier inutilement les formules de calcul des coûts contrôlables, la CWaPE a décidé de ne pas les déduire de la base de coûts contrôlables.

contrôlables, sans risque de révision *ex post* à la baisse, tout en permettant de garder une stabilité, prévisibilité et maîtrise des coûts pour l'utilisateur de réseau.

D. Liberté du GRD

Les formules de calcul des budgets des coûts contrôlables OSP et hors OSP des années 2025 à 2028 prévues à l'article 44, devraient permettre d'accorder au GRD un budget de coûts contrôlables adéquat pour exercer ses missions et obligations légales. Néanmoins, la CWaPE ne souhaite pas imposer au GRD le budget calculé selon les formules de la méthodologie tarifaire si le GRD souhaite réduire le montant de ses coûts contrôlables budgétés. Aussi, le GRD a la possibilité de proposer, pour chacune des années de la période régulatoire, un budget de coûts contrôlables OSP et hors OSP inférieur à celui calculé selon les formules de la méthodologie tarifaire. Dans ce cas, le GRD s'engage à accomplir l'ensemble des missions qui lui sont dévolues avec le budget qu'il propose.

1.2.1.5. Simulations des budgets maximaux des coûts contrôlables 2024-2028

Sur la base des dispositions des articles 41 et 44, la CWaPE a réalisé des simulations des montants maximaux des budgets des coûts contrôlables des années 2024 à 2028 de chaque GRD wallons.

TABEAU 42 MONTANTS MAXIMAUX DES BUDGETS DES COÛTS CONTRÔLABLES DES ANNÉES 2024 À 2028

	2024	2025	2026	2027	2028	Variation 24-28
AIEG	€ 5.692.436	€ 5.813.524	€ 5.937.192	€ 6.063.494	€ 6.192.487	8,78%
AIESH	€ 7.505.112	€ 7.538.676	€ 7.572.605	€ 7.606.903	€ 7.641.578	1,82%
ORES ELEC	€ 342.095.977	€ 337.339.300	€ 332.690.250	€ 328.147.467	€ 323.709.621	-5,37%
RESA ELEC	€ 109.678.009	€ 111.499.523	€ 113.352.599	€ 115.237.814	€ 117.155.758	6,82%
REW	€ 6.462.030	€ 6.440.133	€ 6.419.022	€ 6.398.708	€ 6.379.200	-1,28%
ORES GAZ	€ 124.149.409	€ 122.293.933	€ 120.497.577	€ 118.759.503	€ 117.078.898	-5,70%
RESA GAZ	€ 55.017.764	€ 55.563.487	€ 56.117.786	€ 56.680.853	€ 57.252.887	4,06%

Le tableau suivant montre la variation des budgets maximaux des coûts contrôlables de l'année N par rapport à l'année N-1.

TABEAU 43 VARIATION DES BUDGETS MAXIMAUX DES COÛTS CONTRÔLABLES

	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG		2,13%	2,13%	2,13%	2,13%
AIESH		0,45%	0,45%	0,45%	0,46%
ORES ELEC		-1,39%	-1,38%	-1,37%	-1,35%
RESA ELEC		1,66%	1,66%	1,66%	1,66%
REW		-0,34%	-0,33%	-0,32%	-0,30%
ORES GAZ		-1,49%	-1,47%	-1,44%	-1,42%
RESA GAZ		0,99%	1,00%	1,00%	1,01%

Les budgets maximaux des coûts contrôlables 2024-2028 des GRD wallons peuvent être décomposés comme suit :

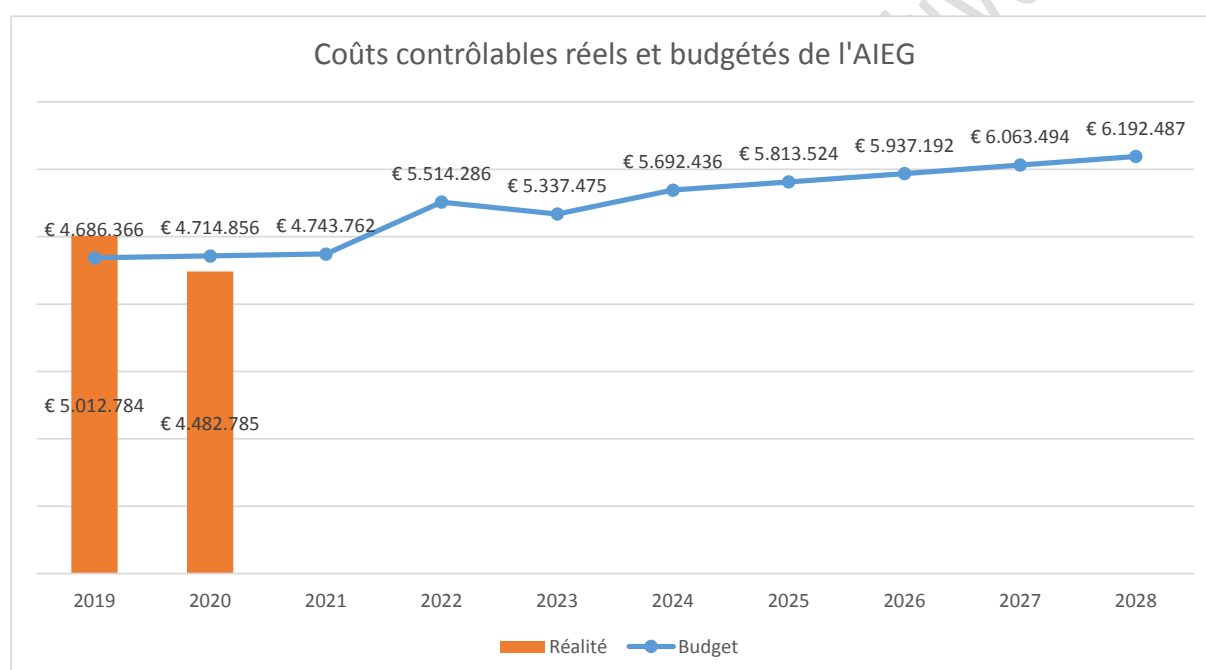
TABLEAU 44 BUDGETS MAXIMAUX DES COÛTS CONTRÔLABLES 2024-2028

AIEG						
	2024	2025	2026	2027	2028	2024-2028
BAU hors OSP	€ 4.732.959	€ 4.719.757	€ 4.826.932	€ 4.936.358	€ 5.048.082	€ 24.264.089
BAU OSP	€ 588.540	€ 588.540	€ 602.453	€ 616.694	€ 631.273	€ 3.027.499
Indexation BAU	€ 0	€ 95.549	€ 97.567	€ 99.384	€ 101.235	€ 393.735
Coûts contrôlables additionnels - transition énergétique	€ 384.139	€ 423.157	€ 424.483	€ 425.845	€ 427.245	€ 2.084.869
Efficience	-€ 13.202	-€ 13.479	-€ 14.243	-€ 14.788	-€ 15.349	-€ 71.061
Total coûts contrôlables	€ 5.692.436	€ 5.813.524	€ 5.937.192	€ 6.063.494	€ 6.192.487	€ 29.699.131
AIESH						
	2024	2025	2026	2027	2028	2024-2028
BAU hors OSP	€ 6.522.113	€ 6.409.873	€ 6.427.015	€ 6.444.202	€ 6.461.432	€ 32.264.635
BAU OSP	€ 843.628	€ 843.628	€ 860.050	€ 876.792	€ 893.860	€ 4.317.959
Indexation BAU	€ 0	€ 130.563	€ 134.956	€ 137.408	€ 139.904	€ 542.831
Coûts contrôlables additionnels - transition énergétique	€ 251.611	€ 267.142	€ 267.448	€ 267.760	€ 268.078	€ 1.322.039
Efficience	-€ 112.241	-€ 112.529	-€ 116.865	-€ 119.259	-€ 121.697	-€ 582.590
Total coûts contrôlables	€ 7.505.112	€ 7.538.676	€ 7.572.605	€ 7.606.903	€ 7.641.578	€ 37.864.873
ORES ELECTRICITE						
	2024	2025	2026	2027	2028	2024-2028
BAU hors OSP	€ 308.715.398	€ 296.682.517	€ 291.274.494	€ 285.960.645	€ 280.739.328	€ 1.463.372.382
BAU OSP	€ 31.531.497	€ 31.531.497	€ 32.182.842	€ 32.847.643	€ 33.526.176	€ 161.619.655
Indexation BAU	€ 0	€ 5.907.852	€ 6.232.293	€ 6.346.014	€ 6.461.813	€ 24.947.973
Coûts contrôlables additionnels - transition énergétique	€ 13.881.963	€ 15.040.781	€ 15.047.493	€ 15.054.581	€ 15.062.047	€ 74.086.864
Efficience	-€ 12.032.882	-€ 11.823.347	-€ 12.046.873	-€ 12.061.415	-€ 12.079.743	-€ 60.044.259
Total coûts contrôlables	€ 342.095.977	€ 337.339.300	€ 332.690.250	€ 328.147.467	€ 323.709.621	€ 1.663.982.614
ORES GAZ						
	2024	2025	2026	2027	2028	2024-2028
BAU hors OSP	€ 101.147.682	€ 96.330.363	€ 94.048.386	€ 91.815.712	€ 89.631.275	€ 472.973.418
BAU OSP	€ 18.528.425	€ 18.528.425	€ 18.954.926	€ 19.391.244	€ 19.837.606	€ 95.240.626
Indexation BAU	€ 0	€ 2.067.458	€ 2.193.058	€ 2.234.245	€ 2.276.214	€ 8.770.975
Coûts contrôlables additionnels - transition énergétique	€ 9.290.621	€ 10.080.926	€ 10.084.165	€ 10.087.721	€ 10.091.594	€ 49.635.028
Efficience	-€ 4.817.319	-€ 4.713.239	-€ 4.782.958	-€ 4.769.420	-€ 4.757.791	-€ 23.840.727
Total coûts contrôlables	€ 124.149.409	€ 122.293.933	€ 120.497.577	€ 118.759.503	€ 117.078.898	€ 602.779.320
RESA ELECTRICITE						
	2024	2025	2026	2027	2028	2024-2028
BAU hors OSP	€ 92.060.614	€ 91.056.883	€ 92.533.242	€ 94.032.223	€ 95.554.171	€ 465.237.133
BAU OSP	€ 13.326.636	€ 13.326.636	€ 13.671.792	€ 14.025.887	€ 14.389.153	€ 68.740.103
Indexation BAU	€ 0	€ 1.878.903	€ 1.932.686	€ 1.969.418	€ 2.006.862	€ 7.787.869
Coûts contrôlables additionnels - transition énergétique	€ 5.294.490	€ 6.256.212	€ 6.286.017	€ 6.316.559	€ 6.347.855	€ 30.501.133
Efficience	-€ 1.003.731	-€ 1.019.111	-€ 1.071.138	-€ 1.106.273	-€ 1.142.283	-€ 5.342.536
Total coûts contrôlables	€ 109.678.009	€ 111.499.523	€ 113.352.599	€ 115.237.814	€ 117.155.758	€ 566.923.703
RESA GAZ						
	2024	2025	2026	2027	2028	2024-2028
BAU hors OSP	€ 44.485.606	€ 43.522.070	€ 43.831.245	€ 44.142.479	€ 44.455.786	€ 220.437.186
BAU OSP	€ 8.586.494	€ 8.586.494	€ 8.823.042	€ 9.066.107	€ 9.315.868	€ 44.378.006
Indexation BAU	€ 0	€ 937.954	€ 973.657	€ 992.699	€ 1.012.126	€ 3.916.436
Coûts contrôlables additionnels - transition énergétique	€ 2.909.200	€ 3.486.921	€ 3.501.056	€ 3.515.485	€ 3.530.217	€ 16.942.879
Efficience	-€ 963.536	-€ 969.952	-€ 1.011.214	-€ 1.035.917	-€ 1.061.109	-€ 5.041.729
Total coûts contrôlables	€ 55.017.764	€ 55.563.487	€ 56.117.786	€ 56.680.853	€ 57.252.887	€ 280.632.778
REW						
	2024	2025	2026	2027	2028	2024-2028
BAU hors OSP	€ 5.628.814	€ 5.449.937	€ 5.408.197	€ 5.366.765	€ 5.325.641	€ 27.179.354
BAU OSP	€ 823.780	€ 823.780	€ 843.623	€ 863.944	€ 884.754	€ 4.239.882
Indexation BAU	€ 0	€ 112.927	€ 118.270	€ 120.491	€ 122.754	€ 474.442
Coûts contrôlables additionnels - transition énergétique	€ 188.313	€ 231.041	€ 231.586	€ 232.144	€ 232.715	€ 1.115.800
Efficience	-€ 178.877	-€ 177.552	-€ 182.654	-€ 184.637	-€ 186.665	-€ 910.385
Total coûts contrôlables	€ 6.462.030	€ 6.440.133	€ 6.419.022	€ 6.398.708	€ 6.379.200	€ 32.099.093

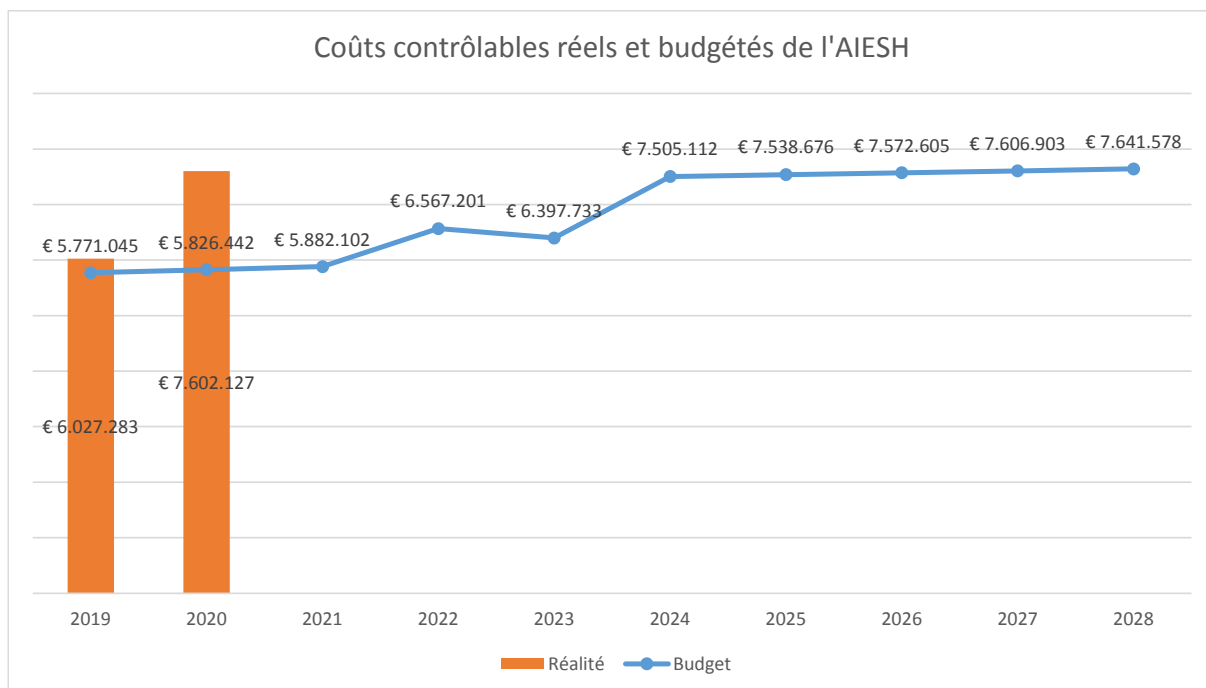
On constate que, même pour les GRD qui ont des efforts d'efficacité importants à réaliser, les coûts contrôlables additionnels octroyés viennent significativement compenser les diminutions de coûts induites par le facteur individuel d'efficacité (Xi). On constate également que les budgets maximaux des coûts contrôlables de l'AIEG, l'AIESH, RESA ELEC et RESA GAZ sont en augmentation tandis que budgets maximaux des coûts contrôlables de ORES ELEC, ORES GAZ et REW sont en diminution entre 2024 et 2028. Cela s'explique par le fait que ces trois GRD ont des efforts d'efficacité plus importants à réaliser.

Les graphiques suivants montrent l'évolution pour chaque GRD des coûts contrôlables budgétés entre 2019 et 2028 en prenant l'hypothèse que le GRD budgete pour les années 2024-2028 le montant maximal des coûts contrôlables calculé selon les règles de la méthodologie tarifaire 2024-2028. À titre informatif, les graphiques incluent également les coûts contrôlables réels des années 2019 et 2020 sur lesquels la mesure d'efficacité a été réalisée (après déduction des coûts OSP et des dotations/reprises de provision).

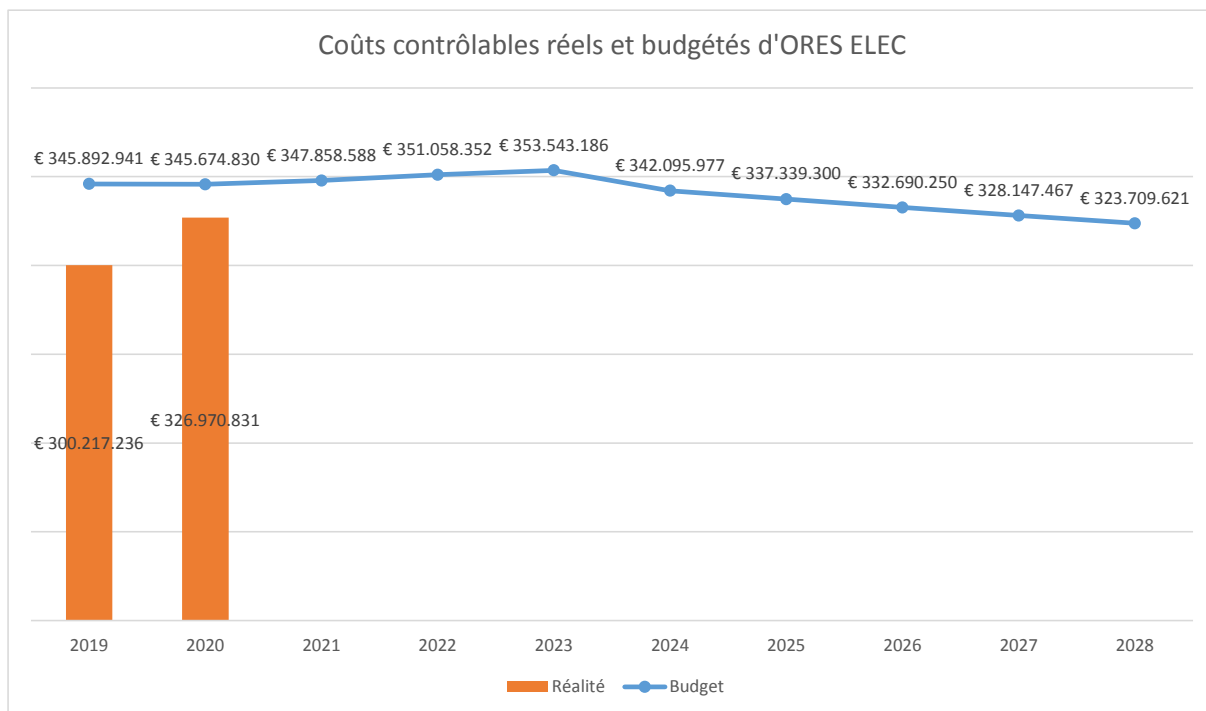
GRAPHIQUE 10 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE L'AIEG



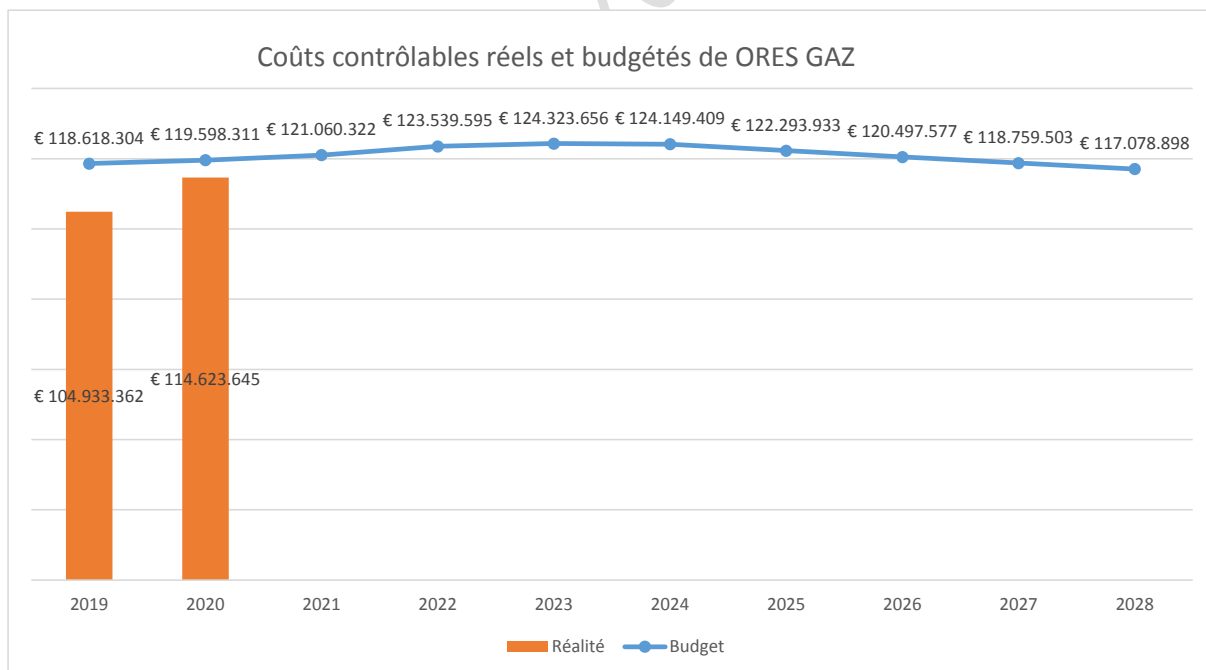
GRAPHIQUE 11 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE L'AIESH



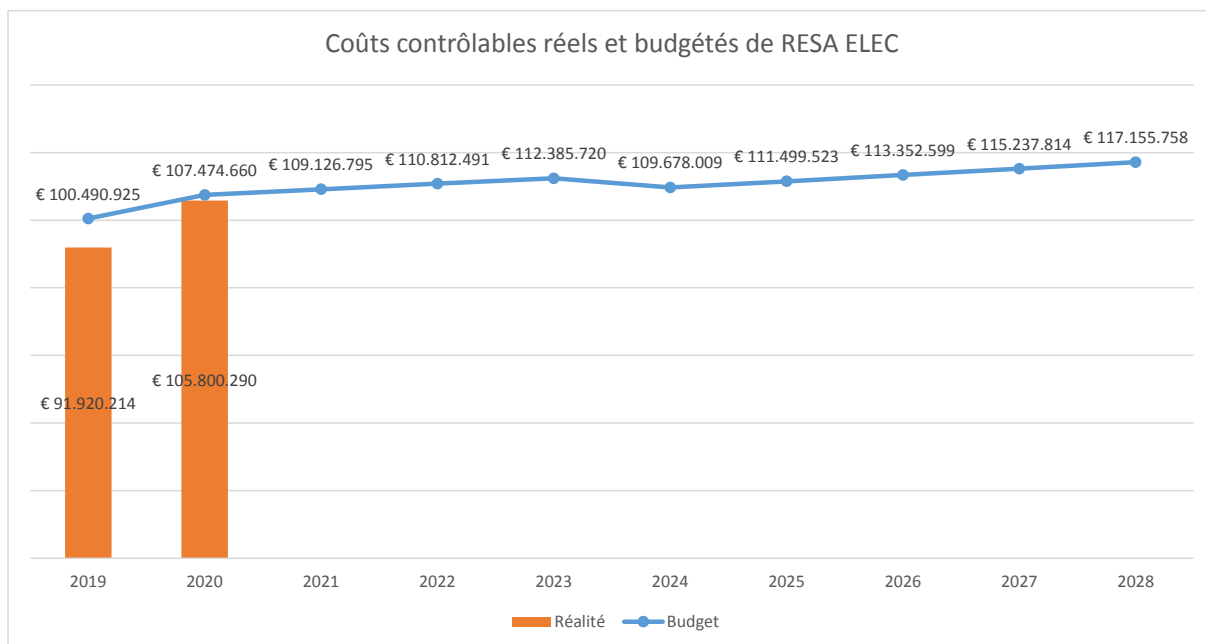
GRAPHIQUE 12 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS D'ORES ÉLECTRICITÉ



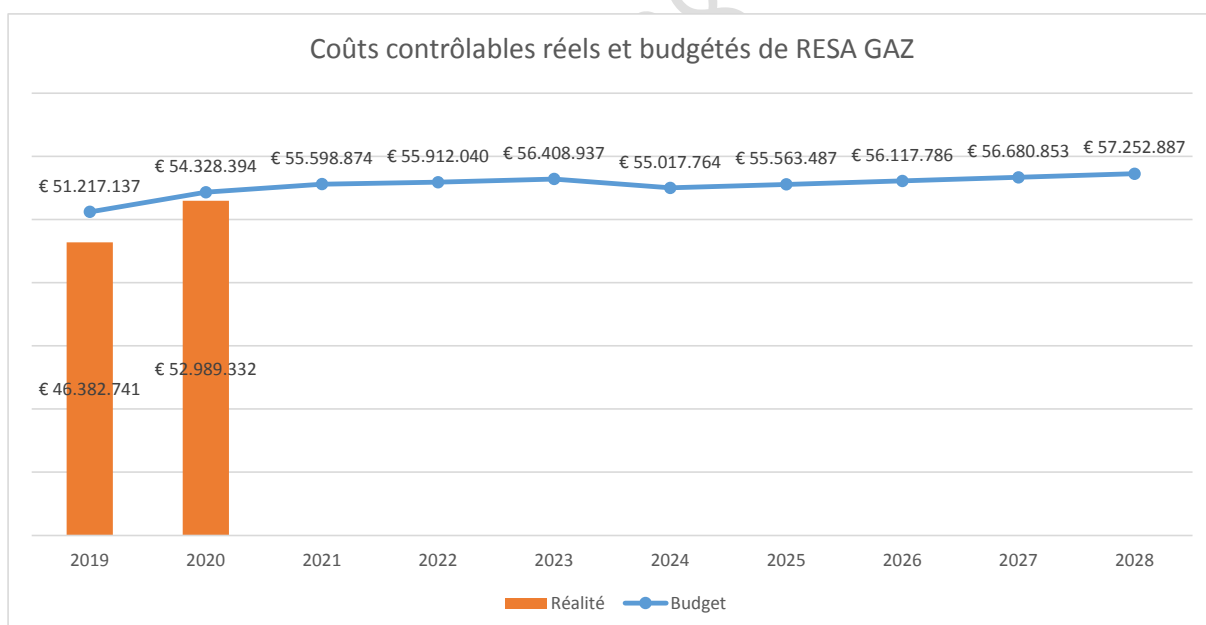
GRAPHIQUE 13 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS D'ORES GAZ



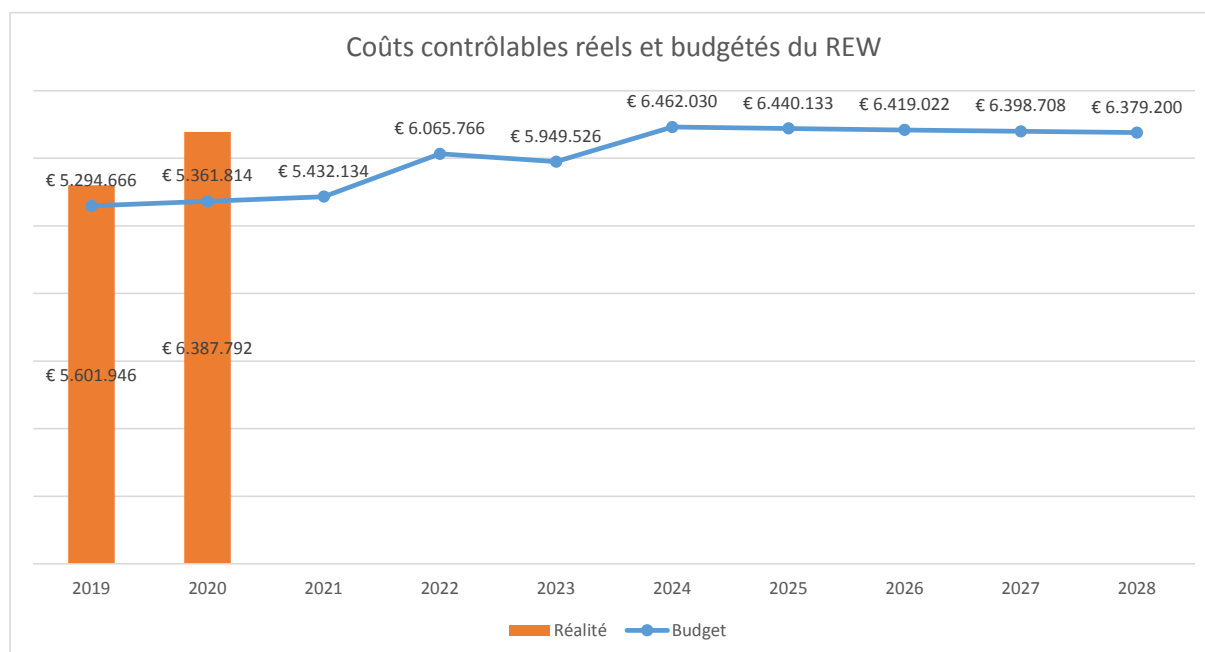
GRAPHIQUE 14 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE RESA ÉLECTRICITÉ



GRAPHIQUE 15 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DE RESA GAZ



GRAPHIQUE 16 COÛTS CONTRÔLABLES RÉELS ET BUDGÉTÉS DU REW



Il est à noter que les simulations des montants maximaux des coûts contrôlables des années 2024-2028 sont faites sur la base des valeurs prévisionnelles (exprimée en pourcent) de l'indice santé des années 2022 à 2026 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2021-2026 en juin 2021 qui s'élèvent à 1,8% par an. Les valeurs prévisionnelles de l'indice santé des années 2022 à 2028 seront déterminées sur la base de la publication « Perspectives économiques 2022-2027 » qui sera publiée en juin 2022. Les valeurs prévisionnelles de l'indice santé qui seront utilisées par les GRD en 2023 lors du calcul des budgets maximaux des coûts contrôlables 2024-2028 peuvent dès lors différer des valeurs prévisionnelles de l'indice santé utilisées par la CWaPE pour établir les présentes simulations.

1.2.2. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables

Comme en 2019-2023, les charges nettes opérationnelles non contrôlables sont budgétées individuellement, pour chaque année, par le gestionnaire de réseau sur la base des informations pertinentes à sa disposition au moment de l'établissement de sa « proposition de revenu autorisé » (article 47). Aucune modification n'a été apportée à cet article.

1.3. La marge bénéficiaire équitable

En ce qui concerne les modalités de calcul de la marge bénéficiaire équitable, l'article 48 du projet de méthodologie tarifaire se limite à renvoyer au Titre II, Chapitre 1, Section 3 du projet, déjà commentée dans le présent document.

1.4. La quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés

L'article 49 prévoit que le revenu autorisé budgété peut inclure les charges ou produits permettant la répercussion des soldes réglementaires ayant fait l'objet d'une décision d'approbation et d'affectation de la part de la CWaPE avant le dépôt de la proposition de revenu autorisé, soit avant le 1^{er} mars 2023.

Les soldes régulatoires ayant fait l'objet d'une décision d'approbation mais pas encore de décision d'affectation avant le dépôt de la proposition de revenu autorisé ne seront dès lors pas intégrés dans le revenu autorisé budgété fixé *ex-ante* des années 2024-2028.

Lors du dépôt de la proposition de tarifs périodiques, les GRD feront une proposition d'affectation des soldes régulatoires approuvés mais non encore affectés afin de les répercuter dans les tarifs de distribution des années 2024 à 2028.

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, les GRD faisaient une proposition d'affectation des soldes régulatoires dans la proposition de revenu autorisé sans pouvoir faire de simulation de l'impact de leur proposition d'affectation sur les tarifs de distribution. La CWaPE considère que ces simulations sont indispensables pour déterminer adéquatement l'affectation des soldes régulatoires. Aussi, la CWaPE a postposé la proposition d'affectation des soldes régulatoires au moment du dépôt de la proposition de tarifs.

1.5. Le terme « qualité »

Comme indiqué dans le titre II – Chapitre 1 – section 4 ci-dessus, le terme « qualité » étant une majoration/minoration du revenu autorisé en cas d'atteinte/non-atteinte des objectifs déterminés, il n'est pas possible de budgéter *ex ante* des montants pour l'incitant financier du terme « qualité ». En effet, l'atteinte ou non des objectifs de l'année N par un gestionnaire de réseau de distribution ne seront connus qu'au moment du rapportage de l'année N+1.

Le modèle de rapport *ex post* contiendra les informations à compléter pour suivre les objectifs de qualité et leur incitant financier le cas échéant.

Section 2 : Révision du revenu autorisé

2.1. Révision annuelle

L'article 51, relatif à la révision annuelle du revenu autorisé et des tarifs afin d'intégrer partiellement ou entièrement le montant des soldes régulatoires des années antérieures, est identique à la méthodologie tarifaire 2019-2023. Il n'appelle dès lors pas de commentaire particulier.

2.2. Révision ponctuelle

L'article 52 reprend, en explicitant certaines d'entre elles, les hypothèses de révision du revenu autorisé du GRD en cours de période régulatoire, prévues à l'article 15 du décret tarifaire.

Les principales modifications apportées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 sont les suivantes :

- 1° l'introduction de l'hypothèse de révision du revenu autorisé en cas de modification des subsides ou autres formes de soutien public octroyés au gestionnaire de réseau de distribution.

Celle-ci fait suite à la modification de l'article 15 du décret tarifaire par le décret du 19 juillet 2018 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité ;

2° en ce qui concerne l'hypothèse de révision pour passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants, il est désormais précisé, pour les demandes de révision à la hausse du revenu autorisé qui ne seraient pas rendues nécessaires par une modification des obligations légales ou par la reprise d'un réseau de distribution d'un autre GRD, que la CWaPE n'acceptera d'examiner celles-ci que si elles sont économiquement justifiées pour le GRD et présentent une plus-value manifeste pour l'URD.

Il est en outre précisé, en ce qui concerne les notions de « nouveau service » et d'« adaptation de services existants », que n'entre pas dans ces catégories, la simple modification de la manière d'exercer une mission existante, sans que le service reçu au final par l'URD soit différent. En d'autres termes, la CWaPE appréciera le caractère nouveau ou adapté du service en se plaçant du point de vue de l'URD qui reçoit le service et non du point de vue du GRD qui rend le service. L'objectif de cette hypothèse de révision n'est en effet pas de modifier le revenu autorisé du GRD à chaque fois que celui-ci modifie sa manière de travailler en interne, sans qu'il y ait d'effet positif pour l'URD ;

3° en ce qui concerne l'hypothèse de révision pour circonstances exceptionnelles ayant un impact significatif sur la situation financière du GRD, il est désormais précisé que la CWaPE prendra uniquement en compte, pour l'appréciation de l'impact significatif invoqué par le GRD, les coûts réels ou budgétés par le GRD qui sont conformes aux critères de raisonnabilité prévus par la méthodologie tarifaire.

Un examen de la raisonnabilité des coûts du GRD, aussi bien contrôlables que non contrôlables, sera donc susceptible d'être réalisé à cette occasion ;

4° en ce qui concerne l'hypothèse de révision en raison du caractère disproportionné ou discriminatoire des tarifs, celle-ci a été reformulée afin de bien faire la distinction entre les disproportions/discriminations suivantes :

- disproportion/caractère discriminatoire de certains tarifs bien identifiés, dont l'application entraîne des charges disproportionnées pour certains URD ;
- disproportion des tarifs dans leur ensemble, mise en évidence par l'existence d'importants *bonus/malus* ou actifs/passifs réglementaires.

Il est en outre désormais précisé, en ce qui concerne l'appréciation de l'importance des *bonus/malus*, que seront seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonnabilité prévus par la méthodologie tarifaire. Un examen de la raisonnabilité des coûts contrôlables du GRD sera donc susceptible d'être réalisé à cette occasion, ce qui signifie que le *bonus* ou *malus* rapporté par le GRD pourra, dans l'optique de l'appréciation de l'opportunité d'une révision du revenu autorisé et de son ampleur éventuelle, être recalculé à la hausse ou à la baisse si des coûts contrôlables sont considérés comme déraisonnables.

Aussi, ne seront pas pris en compte, dans le cadre de l'appréciation de l'importance du *bonus/malus*, les coûts présentant un caractère ponctuel, c'est-à-dire qui ne sont pas amenés à se répéter automatiquement chaque année (par exemple, réductions de valeur

exceptionnelles sur créances irrécouvrables, moins-values liées à des désaffectations inhabituelles, versements complémentaires aux fonds de pension à l'initiative du GRD (c'est-à-dire non obligatoires), etc.). Cela signifie que le *bonus* ou le *malus* rapporté par le GRD, pourra, dans l'optique de l'appréciation de l'opportunité d'une révision du revenu autorisé et de son ampleur éventuelle, être recalculé fictivement à la hausse ou à la baisse pour ne pas tenir compte de ces coûts ;

5° afin d'éviter l'octroi d'un complément de revenu autorisé à un GRD qui n'en aurait pas besoin dans la mesure où il dégagerait par ailleurs des *bonus* sur ses coûts contrôlables, il est désormais prévu que toute révision ponctuelle du revenu autorisé à la hausse sera conditionnée à l'absence de réalisation d'un *bonus* sur l'ensemble de la période régulatoire et sera réduite à concurrence de l'éventuel *bonus* qui serait constaté.

Dans ce cadre, les *bonus/malus* déclarés par le GRD seront également susceptibles d'être recalculés à la hausse ou à la baisse si des coûts contrôlables sont considérés comme déraisonnables.

L'article 53 prévoit, quant à lui, que les coûts soumis à travers la demande de révision du revenu autorisé, qu'ils soient contrôlables ou non contrôlables, doivent être conformes aux critères de raisonabilité fixé par la méthodologie tarifaire.

CHAPITRE 3 – APPRÉCIATION DU CARACTÈRE RAISONNABLE DU REVENU AUTORISÉ

L'article 4, § 2, 1°, du décret tarifaire prévoit que les éventuels critères de rejet de certains coûts par la CWaPE doivent être « *non-discriminatoires et transparents et définis dans la méthodologie tarifaire. Ils peuvent impliquer l'exercice d'un pouvoir d'appréciation par la CWaPE en fonction des circonstances concrètes qui lui sont soumises. La méthodologie tarifaire fixe les critères de rejet de coûts de manière cohérente, précise la manière dont ils seront interprétés par la CWaPE, et garantit qu'ils soient compatibles entre eux et puissent être simultanément respectés par les gestionnaires de réseau de distribution* ». La Cour des marchés a, en outre, dans son arrêt du 7 octobre 2020 (2019/AR/1833, 1835, 1836, 1837), jugé que :

« Le rejet de coûts devrait résulter de l'application d'une annexe (contenant les critères appliqués par la CWaPE pour évaluer le caractère déraisonnable de certains coûts) ou de lignes directrices connues par les GRD ex ante, ou à tout le moins se fonder sur des « précédents », afin de garantir que chacun soit traité de manière équitable ».

Afin de se conformer à cette exigence, la CWaPE précise, aux articles 54 à 59, les critères que les principaux éléments de coûts devront respecter pour être qualifiés de raisonnables et pris en compte dans le revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution lors des étapes suivantes :

- approbation *ex ante* et *ex post* des coûts non contrôlables des années 2024 à 2028, visée aux articles 60 et 136. Ce contrôle est déjà actuellement effectué dans le cadre de la période régulatoire 2019-2023.

Pour les coûts contrôlables budgétés des années 2024 à 2028, les modalités d'élaboration du budget de ces coûts ne nécessitent pas un contrôle *ex ante* de ceux-ci au regard des critères de raisonnabilité ;

- approbation des coûts contrôlables et non contrôlables repris dans une éventuelle demande révision ponctuelle du revenu autorisé sur la base des articles 52 et 53 de la présente méthodologie ;
- appréciation du respect des conditions de révision ponctuelle du revenu autorisé visées à l'article 52, §§ 1^{er}, 4° et 5°, et 3, de la méthodologie.

L'article 54 reprend les six critères de base de raisonnabilité arrêtés par la CWaPE (déjà présents dans la méthodologie tarifaire 2019-2023), qui devront être cumulativement respectés par le GRD.

Ceux-ci poursuivent tous un même objectif, à savoir de permettre à la CWaPE d'exclure du revenu autorisé les éléments de coûts qu'un gestionnaire de réseau normalement prudent, diligent et efficace n'exposerait pas dans la gestion de son réseau, ou que le gestionnaire de réseau n'aurait pas exposé s'il n'était pas en situation de monopole. Il n'existe dès lors aucune contradiction entre ceux-ci et ils pourront, sans difficulté, être simultanément respectés par les gestionnaires de réseau de distribution.

Il va de soi, en ce qui concerne l'appréciation du caractère raisonnable des coûts réels du GRD, que le simple fait que ces derniers soient inférieurs à l'enveloppe budgétaire octroyée *ex ante* et considérée *a priori* comme raisonnable, ne suffit pas pour conclure au caractère raisonnable de chacun de ces coûts. Il faudra en outre que ceux-ci répondent à chaque critère de raisonnabilité.

Des éléments d'interprétation/sous-critères sont apportés dans les articles 55 à 59.

Le premier critère de raisonabilité des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution, à savoir « *être nécessaires et proportionnés à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région wallonne incombant aux gestionnaires de réseau de distribution, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation des installations, à un coût raisonnable* », vise à garantir que seront seuls répercutés sur les URD, les éléments de coûts nécessaires aux activités régulées des gestionnaires de réseau de distribution ou à l'exécution de leurs obligations imposées par le législateur, et donc conformes à l'intérêt général.

Sont donc *a priori* considérés comme déraisonnables les coûts relatifs à des opérations qui vont au-delà de ces obligations ou qui ne contribuent pas au respect de ces obligations. L'article 55 apporte des éclaircissements à propos de ce critère.

Le deuxième critère de raisonabilité, à savoir « *respecter les principes définis par la présente méthodologie* », rappelle, quant à lui, que les éléments de coûts entrant dans le revenu autorisé doivent respecter la méthodologie dans son ensemble. L'article 56 apporte des éclaircissements à propos de ce critère.

Le troisième critère de raisonabilité, à savoir « *être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution* », s'identifie en grande partie au premier critère dans la mesure où les coûts nécessaires pour exécuter des obligations légales doivent en principe être considérés comme conformes à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution.

Tel qu'explicité à l'article 57, il complète toutefois le premier critère en ce qu'il incite le GRD, lorsqu'il doit déterminer la manière selon laquelle il va exécuter une obligation légale et poursuivre l'intérêt général, à choisir celle qui est la plus conforme à l'intérêt des URD pris dans leur globalité.

Le GRD devra donc veiller, en toute circonstance, à exécuter ses obligations légales de la manière la plus avantageuse pour les URD sur le plan des coûts et à vérifier si les solutions pour lesquelles il opte sont bien économiquement justifiées pour l'URD par rapport à des alternatives valables.

Ce critère permet également d'éviter toute ambiguïté sur le caractère déraisonnable de certains coûts qui pourraient être présentés comme étant en lien avec l'exécution d'obligations légales mais allant clairement à l'encontre des intérêts des URD : paiement d'amendes, procédures judiciaires infructueuses, opérations financières ou comptables ne bénéficiant qu'à l'actionnaire, sans plus-value pour l'URD.

Le quatrième critère de raisonabilité, à savoir « *ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau* », permet d'empêcher que les gestionnaires de réseau de distribution ne reportent sur les URD des charges qui auraient pu être raisonnablement anticipées et évitées.

Ce critère est illustré à l'article 58.

Le cinquième critère de raisonabilité, à savoir « *être en ligne avec le prix du marché et, lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts/produits correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou réglementaires* », vise à permettre à la CWaPE d'apprécier le caractère raisonnable des coûts/produits des gestionnaires de réseau de distribution en comparant ceux-ci aux prix du marché et, lorsque la comparaison est envisageable, avec ceux d'un autre gestionnaire de réseau ou d'une entreprise ayant des activités similaires.

La CWaPE rappelle que, pour les gestionnaires de réseau de distribution soumis à la législation sur les marchés publics, le principe tarifaire visé à l'article 4, § 2, 13°, du décret tarifaire précise que :

« [...] les achats de biens et de services réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics sont réputés réalisés aux prix de marché, sous réserve, le cas échéant, du pouvoir d'appréciation de la CWaPE qui se basera notamment sur les meilleures pratiques observées en la matière au niveau européen ».

Aucun élément d'illustration complémentaire n'a été jugé nécessaire pour ce critère.

Le sixième critère de raisonabilité, à savoir « *Ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques* », renvoie à l'obligation du gestionnaire de réseau de distribution de pouvoir justifier, à la demande, une variation quant à l'évolution d'un de ses éléments de coûts/produits. Toutefois, ce critère pourrait s'avérer non pertinent pour des coûts/produits ne présentant pas d'historique chez le gestionnaire de réseau de distribution, comme, à titre d'exemple, certains coûts de transformation.

Les gestionnaires de réseau ne devront pas, d'initiative, systématiquement justifier tous leurs coûts au regard de ces six critères cumulatifs. Ce n'est qu'à la demande de la CWaPE, lors de contrôles, que les gestionnaires de réseau seront tenus d'apporter des justifications circonstanciées en la matière. Afin d'inciter les gestionnaires de réseau à un maximum de proactivité et de transparence en cas de questions de la CWaPE concernant le respect de ces critères, il est prévu qu'en l'absence d'informations suffisantes pour que la CWaPE puisse se prononcer en pleine connaissance de cause, les éléments non suffisamment justifiés ne pourront être pris en compte dans le calcul du revenu autorisé.

CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ

L'article 3, § 3, du décret tarifaire dispose que :

« Le gestionnaire de réseau dispose d'un délai de quatre mois, à partir de la notification par recommandé de la décision de la CWaPE relative à la méthodologie tarifaire, pour établir sa proposition tarifaire ».

La CWaPE envisage de publier la méthodologie tarifaire 2024-2028 au plus tard le 1^{er} novembre 2022. Par conséquent, la proposition de revenu autorisé 2024-2028 devra être déposée le 1^{er} mars 2023, soit quatre mois après la publication de la méthodologie tarifaire.

Conformément à l'article 7, § 2, du décret tarifaire, la CWaPE a concerté la procédure d'approbation du revenu autorisé avec les GRD entre décembre 2021 et février 2022. Cette concertation s'est déroulée de la manière suivante :

- le 7 décembre 2021 : la CWaPE a présenté une 1^{ère} proposition de calendrier aux GRD lors d'une réunion virtuelle ;
- le 15 décembre 2021 : les GRD ont présenté à la CWaPE une contre-proposition commune de calendrier lors d'une réunion virtuelle. Lors de cette réunion, la CWaPE et les GRD ont établi une 3^{ème} version de calendrier ;

- le 11 janvier 2022 : la CWaPE a formalisé par mail la proposition discutée lors de la réunion du 15 décembre 2021 en y ajoutant quelques modifications et a soumis cette 4^{ème} proposition par mail aux GRD ;
- le 14 janvier 2022 : L'AIEG, l'AIESH, ORES et RESA ont marqué leur accord informel par mail quant à la proposition transmise par la CWaPE le 11 janvier 2022 ;
- le 24 janvier 2022 : la CWaPE a transmis un courrier à l'ensemble des GRD wallons afin de requérir leur avis formel sur la proposition de calendrier d'approbation du revenu autorisé ;
- le 23 février 2022 : l'ensemble des GRD ont marqué leur accord formel quant à la proposition transmise par la CWaPE le 24 janvier 2022.

Mis à part les dates qui ont été adaptées et le nombre de dossiers « papier » à déposer qui est passé de trois à un dans un souci de simplification administrative, les étapes de la procédure d'approbation du revenu autorisé n'ont pas été modifiées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

CHAPITRE 1 – LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

Section 1 : Généralités

Les articles 62 à 66 du projet de méthodologie tarifaire déterminent les principes généraux qui doivent être respectés par les gestionnaires de réseau dans l'élaboration et l'application de leurs tarifs périodiques de distribution.

Ces principes généraux sont en grande partie identiques à ceux de la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Il est toutefois désormais demandé aux gestionnaires de réseau de se concerter pour déterminer les hypothèses prises en compte pour l'établissement des tarifs périodiques de distribution, notamment en ce qui concerne le choix des années de référence et les hypothèses d'évolution pour l'estimation des volumes de prélèvement ou d'injection, des puissances de prélèvement ou d'injection, du nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution, ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées.

Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

2.1. Niveau de tension

L'article 67 maintient le principe d'une différenciation des tarifs selon le niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau de distribution. Il existe quatre niveaux de tension, identifiés dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 27 mai 2021 approuvant le Règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci (RTDE) : niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT.

Au sein des utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT, on distingue toutefois désormais trois catégories d'utilisateurs :

1. Ceux à qui le terme capacitaire est applicable et dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA ;
2. Ceux à qui le terme capacitaire est applicable et dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA ;
3. Ceux à qui le terme capacitaire n'est pas applicable, quelle que soit la puissance de leur raccordement.

En effet, ces URD se distinguent par leurs profils de consommation, avec pour la première catégorie, de nombreuses petites et moyennes entreprises, et pour les catégories 2 et 3, principalement un mélange de clients résidentiels et de professionnels, mais également par le type de comptage installé.

L'arrivée des compteurs communicants, pouvant être installés sur des raccordements de maximum 56 kVA, et la mise en œuvre par la CWaPE d'une tarification incitative visant la réduction des pointes et le déplacement des charges justifient de distinguer ces trois catégories d'utilisateurs au sein de la basse tension.

2.2. Tarifs de prélèvement

Les articles 68 à 80 du projet de méthodologie tarifaire encadrent les tarifs de prélèvement qui devront être proposés par les GRD pour les utilisateurs de réseau qui prélèvent de l'électricité sur le réseau de distribution.

Pour les tarifs applicables aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT, T-BT ou BT (dans ce dernier cas, uniquement pour les URD dont le raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et pour lesquels le terme capacitaire est applicable (catégorie 1)), ces dispositions (articles 68, 69, 70, §§ 1,2 et 4, 72, 73, §§ 2 et 3, 1°, 77, 78, 79 et 80) sont en grande partie identiques à celles de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Les principales modifications apportées sont les suivantes :

- la proportion entre le tarif capacitaire de pointe historique et le tarif capacitaire de pointe mensuelle était de 75% pour 25%. Elle est ramenée à 50% pour chacun. L'expérience involontaire du confinement et les difficultés de la pandémie ont montré qu'une pointe historique malheureuse pesait lourdement (3 fois plus que la pointe du mois) et pendant longtemps (11 mois) sur les factures des entreprises, y compris quand l'activité était réduite. En voulant en tirer les leçons, il paraît préférable de tempérer l'impact de la pointe historique et d'équilibrer les deux composantes afin d'éviter le risque de disproportion et ainsi de renforcer la pointe mensuelle en tant que signal d'un comportement à décourager ;
- la définition de la pointe est simplifiée puisque les précisions, prévues dans la méthodologie 2019-2023, qui tenaient compte de l'entrée en vigueur planifiée du MIG6, sont désormais superflues ;
- les pointes mesurées étaient basées sur la 11^{ème} plus haute pointe depuis le 1^{er} janvier 2021 ; à l'avenir, elles se baseront sur la moyenne des 10 plus hautes pointes. Si elle autorise l'erreur pour les 10 pointes précédentes, l'application de la 11^{ème} pointe présente en effet le désavantage de ne pas du tout tenir compte du niveau de ces pointes supérieures, alors même que le réseau a bien dû absorber ces pointes plus élevées. Cette particularité avait d'ailleurs conduit à des imprécisions de calibrage des tarifs puisque les gestionnaires de réseau de distribution estimaient que la pointe des clients-types (11^{ème} pointe) devrait se réduire de 15% en TMT et MT et de 10% en TBT et BT par rapport à la pointe maximale. Les premières données disponibles sur 2021 montrent plutôt une réduction d'environ respectivement 10% et 11,5%. Afin de préserver l'information des pointes précédentes tout en conservant l'avantage pour l'URD d'apporter une certaine tolérance, la CWaPE propose d'utiliser la moyenne des 10 premières pointes.
- la proposition reconnaît l'application d'une dégressivité appliquée par au moins un gestionnaire de réseau de distribution mais prévoit que l'effet de celle-ci doit progressivement diminuer de façon à disparaître au 1^{er} janvier 2029. L'objectif est de mettre un terme à la différence de traitement entre URD selon le GRD auquel ils sont raccordés.

En ce qui concerne les utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT pour lesquels, soit le terme capacitaire est applicable et la puissance de leur raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA (catégorie 2), soit le terme capacitaire n'est pas applicable (catégorie 3), des modifications importantes sont proposées en ce qui concerne le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution (cf. titre 2.2.1), tandis que la situation actuelle est maintenue en ce qui concerne le tarif pour les obligations de service public, le tarif pour les surcharges, le tarif pour les soldes régulateurs et le tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive (cf. titres 2.2.2 à 2.2.5).

2.2.1. Tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution (articles 69 à 76)

Pour les tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution applicables aux utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT pour lesquels, soit le terme capacitaire est applicable et la puissance de leur raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA (catégorie 2), soit le terme capacitaire n'est pas applicable (catégorie 3), une nouvelle structure tarifaire est proposée, avec des modifications importantes en ce qui concerne le terme capacitaire (article 70, § 3) et le terme proportionnel (articles 73 à 76) et plus limitée en ce qui concerne le terme *prosumer* (article 71). Le projet ne prévoit, en revanche, pas de modification en ce qui concerne le terme fixe (article 72).

Après un rappel des objectifs poursuivis par la structure tarifaire actuelle et des nouveaux enjeux liés à la tarification des réseaux d'électricité, nécessitant cette nouvelle structure des tarifs basse tension (titres 2.2.1.1 et 2.2.1.2), la CWaPE expose et justifie, ci-dessous, les modifications qu'elle propose d'apporter par rapport à la structure tarifaire actuelle afin de répondre aux enjeux évoqués ci-dessus.

Ces modifications passent par la définition, en ce qui concerne le terme proportionnel, de nouvelles plages horaires plus en phase avec les nouveaux enjeux (cf. titre 2.2.1.3), avec de nouvelles tensions tarifaires recommandées (cf. titre 2.2.1.4) pour créer, auprès des URD, l'incitant suffisant à déplacer leurs charges, et par l'introduction d'un terme capacitaire applicable, sur une base volontaire, aux raccordements BT inférieurs ou égaux à 56 kVA (cf. titre 2.2.1.5).

Le terme *prosumer* s'inscrit dans la logique de la méthodologie tarifaire 2019-2023 avec certaines modifications décrites sous le titre 2.2.1.6. qui intègre la nouvelle logique tarifaire appliquée en basse tension.

2.2.1.1. Objectifs poursuivis par la structure tarifaire 2019-2023

Depuis la libéralisation du marché de détail de l'énergie en Région wallonne en 2007, les tarifs de prélèvement appliqués aux utilisateurs de réseau basse tension dont la puissance de raccordement est inférieure à 56 kVA sont majoritairement proportionnels (€/kWh). Ces tarifs peuvent cependant varier en fonction de plages horaires (TH/HI/LO/EX).

Ces tarifs proportionnels ont plusieurs vertus dont la première est certainement d'inciter à l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE). En effet, avec des tarifs proportionnels, plus on consomme, plus on paie, et inversement. Un utilisateur du réseau qui parvient à réduire sa consommation électrique (kWh) verra le montant de sa facture d'électricité diminuer.

Ensuite, ils incitent à l'utilisation rationnelle du système électrique dans son ensemble. Puisque l'utilisateur du réseau est incité à réduire globalement sa consommation, il paraît raisonnable de dire qu'il réduit également sa consommation aux heures de pointe et par conséquent, qu'il participe à la réduction de la pointe du réseau. Cette logique est particulièrement vraie lorsque l'utilisateur du réseau réalise des investissements pour diminuer sa consommation d'électricité, comme l'achat d'un

réfrigérateur avec une classe de consommation très faible. Ce réfrigérateur consommant par intermittence en permanence, l'utilisateur du réseau déplace globalement sa courbe de consommation vers le bas.

Les tarifs proportionnels incitent les *prosumers* à autoconsommer. Pour ceux qui n'ont pas encore fait le choix d'une tarification sur la base des prélèvements bruts, c'est toutefois l'autoconsommation sur une base annuelle qui est incitée puisque l'énergie produite entre deux relevés d'index (réseau) est déduite de l'énergie prélevée.

Les tarifs de réseau, majoritairement proportionnels, permettent l'accès à un socle minimum d'énergie à faible coût. Pour les premiers kWh consommés, le montant de la facture est en effet bien inférieur à ce qu'il serait si un terme fixe ou capacitaire important était appliqué.

Finalement, les plages tarifaires applicables à certains tarifs proportionnels au cours de la période régulatoire 2019-2023 sont en adéquation avec le mix énergétique traditionnel composé essentiellement de centrales nucléaires et thermiques. En effet, la définition de ces plages horaires vise à déplacer les charges de consommation flexibles afin d'éviter de mettre en production les centrales électriques de pointe, par définition plus chères et souvent plus polluantes. Les plages horaires actuelles visent également à une utilisation rationnelle du réseau puisque le consommateur est incité à déplacer ses charges de consommation flexibles en dehors des heures de pointe et vers les heures creuses.

2.2.1.2. Nouveaux enjeux de la tarification des réseaux

Le choix d'une structure tarifaire influence les comportements de consommation que les utilisateurs du réseau vont adopter. Ces comportements peuvent avoir des effets favorables ou défavorables sur les réseaux de distribution et avoir un impact sur les coûts de gestion de ceux-ci.

Afin de réduire les contraintes techniques, actuelles ou à venir, sur les réseaux de distribution basse tension et maîtriser au mieux les coûts qui en découlent, il convient donc d'identifier les comportements de consommation souhaités et choisir la structure tarifaire qui les incitera au mieux.

La structure tarifaire actuelle en basse tension a été pensée dans le contexte du mix énergétique traditionnel évoqué ci-dessus.

La CWaPE relève principalement deux évolutions en cours au niveau des réseaux de distribution, liées à la transition énergétique, qui sont susceptibles d'engendrer une augmentation des coûts de gestion du réseau en cas de maintien de la structure tarifaire actuelle et si les comportements des URD qui y sont associés ne sont pas encouragés dans le bon sens :

- le changement au niveau du mode de production de l'électricité : à l'heure de l'établissement de la présente méthodologie, la loi du 31 janvier 2003 arrête la sortie progressive de l'utilisation d'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité en 2025⁷⁸. Les sources d'énergie renouvelable vont dès lors devoir se multiplier pour subvenir aux besoins énergétiques de notre pays. Ces productions renouvelables, intermittentes et décentralisées, sont de taille variable et peuvent être raccordées sur tous les niveaux de tension. Les flux énergétiques peuvent donc désormais se voir inversés, les

⁷⁸ En mars 2022, un accord politique - non encore traduit dans des textes, et abouti sur le plan industriel - a décidé de la prolongation de deux réacteurs.

productions photovoltaïques de la basse tension alimentant par exemple le zoning industriel voisin, raccordé sur la moyenne tension. Une absence de synchronisation locale des consommations avec ces productions renouvelables, intermittentes et décentralisées provoquera le besoin de renforcer localement voire globalement les réseaux de distribution et impactera la facture de l'ensemble des utilisateurs de réseau ;

- l'augmentation de nouveaux usages électriques : l'adoption progressive par la population de nouveaux usages électriques comme les pompes à chaleur et les véhicules électriques, a des répercussions sur la gestion des réseaux de distribution, en premier lieu sur la basse tension. L'impact de cette conversion électrique se constate au niveau des consommations (kWh), mais aussi et surtout, au niveau des puissances appelées (kW). Une utilisation non raisonnable de ces nouveaux usages provoquera le besoin de renforcer localement voire globalement les réseaux de distribution et impactera la facture de l'ensemble des utilisateurs de réseau.

Afin de continuer à garantir la disponibilité et la fiabilité actuelle du réseau de distribution en Région wallonne, tout en évitant d'investir trop massivement dans le réseau face aux nouveaux usages électriques et au développement croissant des unités de production décentralisées, il convient donc de modifier les incitants tarifaires actuellement en place afin que les tarifs puissent contribuer à une utilisation collective optimale des réseaux malgré les évolutions mises en évidence ci-dessus. Cette utilisation optimale des réseaux passant nécessairement par une répartition adéquate dans le temps des consommations en fonction des contraintes techniques du réseau mais également des pics de production des unités décentralisées, pour lesquels une consommation locale est à privilégier, les tarifs de prélèvement basse tension devraient idéalement :

- inciter les utilisateurs du réseau à utiliser l'énergie renouvelable et intermittente au moment où elle est disponible, que cette consommation soit faite localement par celui qui la produit, ou à proximité, par un voisin ne disposant pas de moyens de production. Cette autoconsommation individuelle ou collective doit être instantanée, contrairement à l'autoconsommation telle qu'elle est établie aujourd'hui pour le *prosumer* en prélèvements nets, c'est-à-dire entre deux relevés d'index et généralement sur une base annuelle ; et
- permettre d'intégrer harmonieusement les nouvelles charges électriques dans le réseau, en incitant à ce que celles-ci soient activées lorsque le réseau est le plus en mesure de les accueillir.

L'article 4, § 2, 27°, du décret tarifaire va également dans ce sens lorsqu'il prévoit que :

« [...] chaque composante tarifaire incite les utilisateurs du réseau qui le souhaitent à consommer au moment où l'électricité est abondante sur le réseau ou à utiliser une capacité d'accès individuelle au réseau compatible avec la capacité disponible sur le réseau au même moment ».

Bien que progressif, le déploiement des compteurs communicants en Région wallonne offre l'opportunité d'adapter les tarifs en fonction de ces nécessités grâce aux fonctionnalités et aux données de ces compteurs. En effet, les compteurs communicants permettent de mesurer séparément le prélèvement et l'injection (ce sont donc des compteurs double-flux) et enregistrent ces données toutes les 15 minutes. Ces données quart-horaires peuvent être télérelevées par le gestionnaire de réseau et être utilisées à des fins de tarification de l'électricité. En outre, l'utilisateur du réseau peut dans cette configuration avoir accès à ses données de comptage quart-heure et par conséquent, prendre connaissance de son appel de puissance sur le réseau, donnée non disponible pour les clients équipés d'un compteur électromécanique. Enfin, les compteurs communicants offrent la possibilité de disposer d'un contact sec, ou d'un contact virtuel, permettant de flexibiliser

explicitement des charges chez le client final lorsque, par exemple, les incitants tarifaires ne permettent plus à eux seuls de garantir la sécurité technique du réseau.

Parallèlement à cette recherche de maîtrise des coûts et de contribution à la transition énergétique à travers le choix d'une structure tarifaire permettant une utilisation collective optimale des réseaux, la CWaPE doit également veiller à ce que la distribution d'énergie reste un service universel de qualité et à un prix abordable. Chaque citoyen wallon doit pouvoir avoir accès à l'énergie. Les coûts de réseau doivent donc être maîtrisés, en particulier pour les clients les plus vulnérables. La structure tarifaire doit donc également être pensée de manière à :

- ne pas pénaliser les utilisateurs de réseau qui ont un usage traditionnel et raisonnable du réseau électrique (qui ne génère donc pas de besoin de renforcement) et qui n'ont que peu de charges électriques déplaçables. L'article 4, § 2, 27°, du décret tarifaire prévoit en effet que : *« les consommateurs qui ne souhaitent pas apporter de la flexibilité au système énergétique ou qui ont une faible consommation ne soient pas pénalisés financièrement par la nouvelle structure tarifaire »* ;

- assurer une juste contribution des différents utilisateurs de réseau aux éléments de solidarité de la facture (coûts des réseaux, OSP, taxes et surcharges). En d'autres termes, les tarifs doivent éviter que l'installation de certains équipements, non-accessibles à l'ensemble des utilisateurs du réseau, ne permettent d'éluder trop avantageusement une partie de la facture d'électricité. Ce qui n'est pas payé par les uns, le sera par les autres. L'augmentation des tarifs pour ceux qui n'ont pas les équipements rendra l'investissement dans ces équipements encore plus rentable. C'est tant un cercle vertueux qu'un cercle vicieux qui s'installe ainsi et qui peut rendre certains comportements non-souhaités attractifs financièrement.

2.2.1.3. Définition de nouvelles plages horaires

Afin d'inciter les URD à atteindre collectivement une répartition adéquate dans le temps des consommations en fonction des contraintes techniques du réseau mais également des pics de production des unités décentralisées, pour lesquels une consommation locale est à privilégier, la CWaPE définit, dans le projet de méthodologie tarifaire, de nouvelles plages horaires dont l'objectif est d'inciter les utilisateurs du réseau basse tension à déplacer leurs charges flexibles des moments où le réseau est fortement sollicité (peu de capacité disponible) vers les moments où le réseau est moins sollicité (capacités disponibles) et où l'énergie renouvelable est abondante.

Lors de l'établissement de ces nouvelles plages horaires, la CWaPE a veillé au respect des principes de simplicité et de lisibilité des grilles tarifaires. Pour être incitatifs, les tarifs de distribution doivent être compréhensibles pour le client final. Ce dernier doit comprendre ce qui lui est facturé, la logique selon laquelle la facturation est établie et surtout, comprendre comment son comportement de consommation peut influencer sa facture. Au plus les factures (et donc les tarifs de distribution) seront comprises, au plus les effets incitatifs des tarifs seront forts et les objectifs poursuivis par la régulation tarifaire pourront être rencontrés.

Par conséquent, la CWaPE opte pour la définition de nouvelles plages horaires applicables à la basse tension ($\leq 56\text{kVA}$) qui soient fixes (par opposition à dynamiques) et, sauf exceptions⁷⁹, applicables à

⁷⁹ Chaque gestionnaire de réseau peut proposer d'appliquer localement d'autres plages horaires afin de tenir compte de contraintes spécifiques observées sur une partie de son réseau de distribution.

l'ensemble du territoire de la Région wallonne. À cette fin, la CWaPE a construit une courbe de charge représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne. Sur cette base, il est possible d'identifier les périodes pendant lesquelles le réseau de distribution BT est généralement sous contrainte et les périodes pendant lesquelles ce réseau est sous-utilisé et pourrait facilement accueillir des charges supplémentaires.

Afin d'établir cette courbe, la CWaPE a demandé aux gestionnaires de réseaux de distribution wallons de lui transmettre les données dont ils disposaient sur les charges mesurées sur leurs réseaux de distribution respectifs⁸⁰. Le gestionnaire de réseau de distribution AIEG a transmis à la CWaPE des courbes de charge quart-horaires annuelles, globale et par commune, représentatives de ses réseaux de distribution basse tension pour les années 2019 et 2020. Le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets a transmis à la CWaPE des courbes de charge quart-horaires annuelles globales représentatives de ses réseaux de distribution basse tension pour les années 2018, 2019 et 2020. Le gestionnaire de réseau REW a également transmis à la CWaPE les mesures réalisées dans plusieurs cabines de transformation MT/BT présentes sur son territoire pour la période de juin-juillet 2021.

Sur la base de données transmises par les gestionnaires de réseau de distribution AIEG et ORES, la CWaPE a réalisé plusieurs analyses permettant de construire une courbe de charge globale annuelle représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne. Les données transmises par le REW ont été utilisées dans un second temps pour comparer la courbe de charge globale annuelle représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne ainsi définie avec les courbes de charges locales (par cabine) sur une période de temps restreinte (juin-juillet 2021).

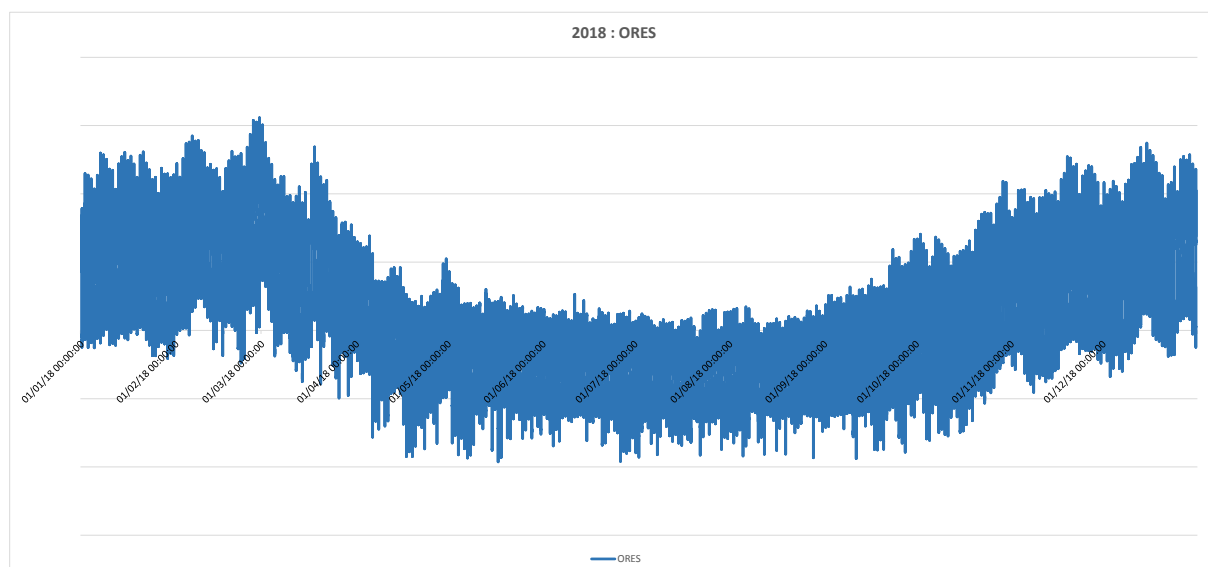
Pour l'ensemble des graphiques ci-dessous, la CWaPE a utilisé des données normalisées.

A. Établissement d'une courbe de charge représentative du réseau de distribution basse tension en Région wallonne

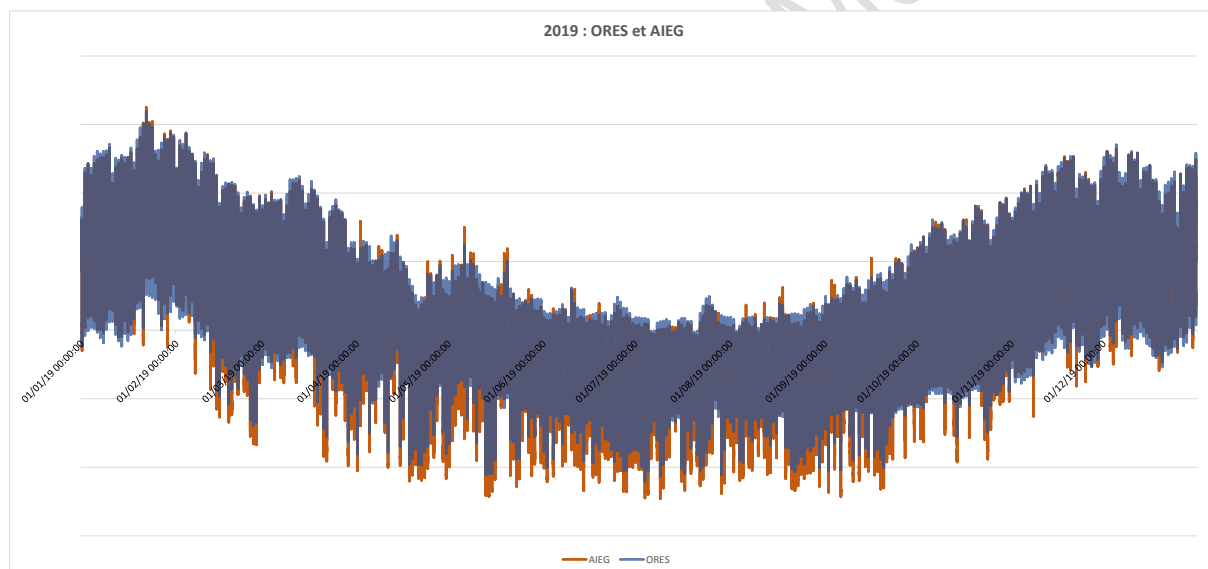
La première analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge annuelles des réseaux BT de l'AIEG et ORES.

⁸⁰ La gestionnaire de réseau de distribution AIESH n'a transmis aucune donnée tandis que le gestionnaire de réseau de distribution RESA a transmis des données ponctuelles mesurées dans quelques cabines, ne permettant pas d'établir une courbe de charge.

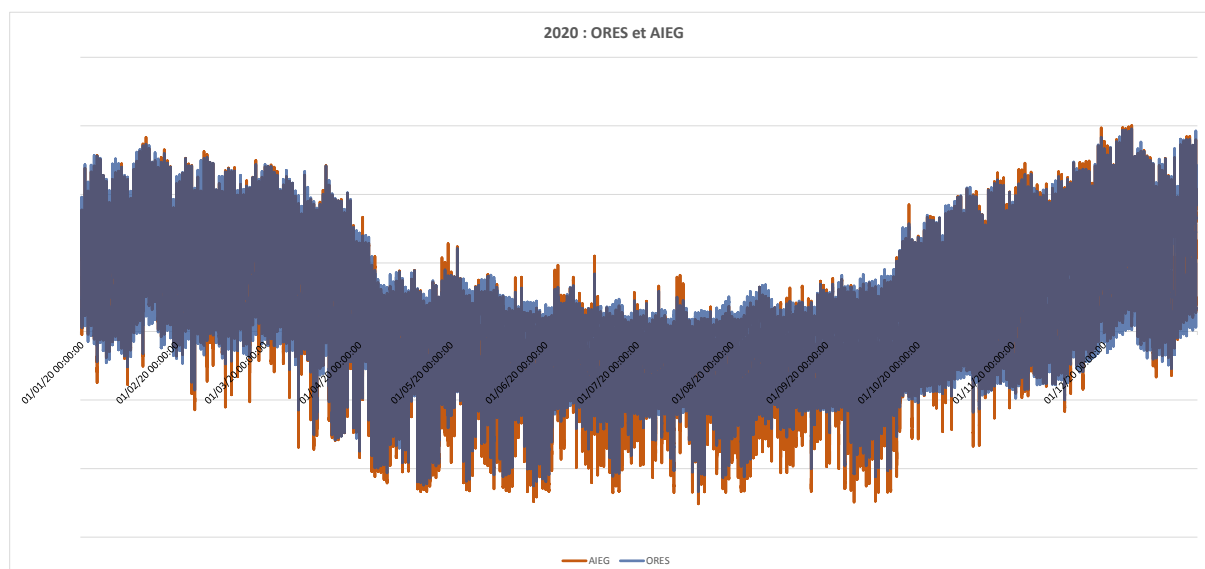
GRAPHIQUE 17 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2018



GRAPHIQUE 18 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT – ORES ET AIEG – ANNÉE 2019



GRAPHIQUE 19 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT – ORES ET AIEG – ANNÉE 2020

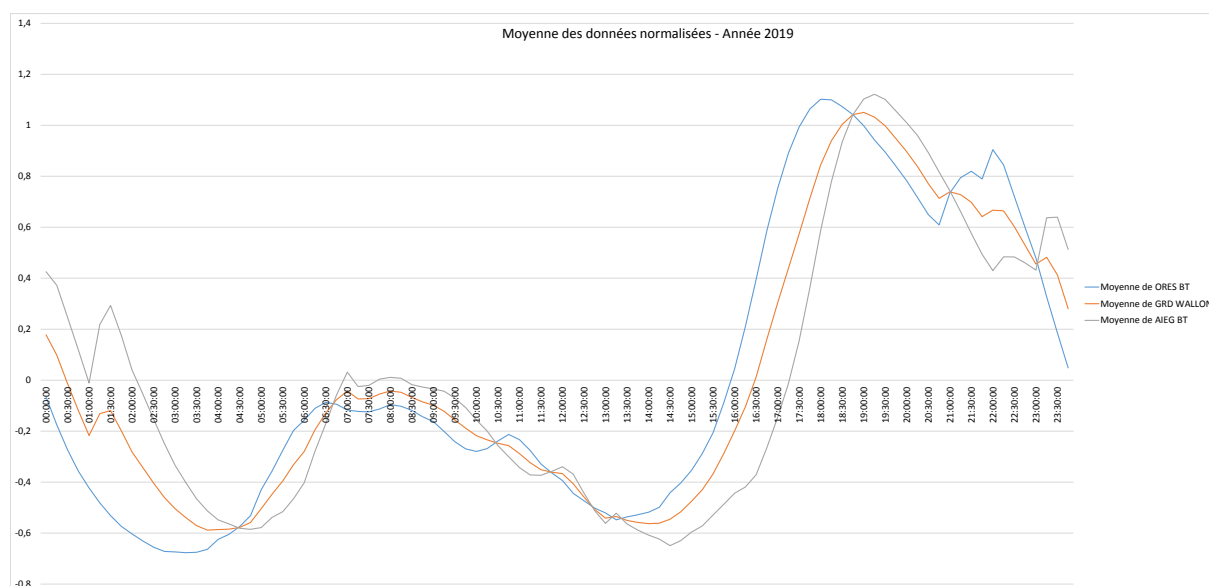


Les courbes de charge annuelles des années 2018, 2019 et 2020 de ces deux gestionnaires de réseaux montrent que la charge du réseau basse tension est plus faible durant les mois du printemps et de l'été, et est, au contraire, plus importante durant les mois d'automne et d'hiver. En 2018, la pointe de charge maximale du réseau basse tension d'ORES est réalisée au mois de février. En 2019, la pointe de charge maximale est réalisée au mois de janvier pour les deux gestionnaires de réseaux. En 2020, c'est au mois de décembre qu'est réalisée la pointe de charge maximale du réseau, à nouveau pour les deux gestionnaires de réseaux. **Les tendances observées sur les courbes de charge d'ORES et de l'AIEG sont très similaires.**

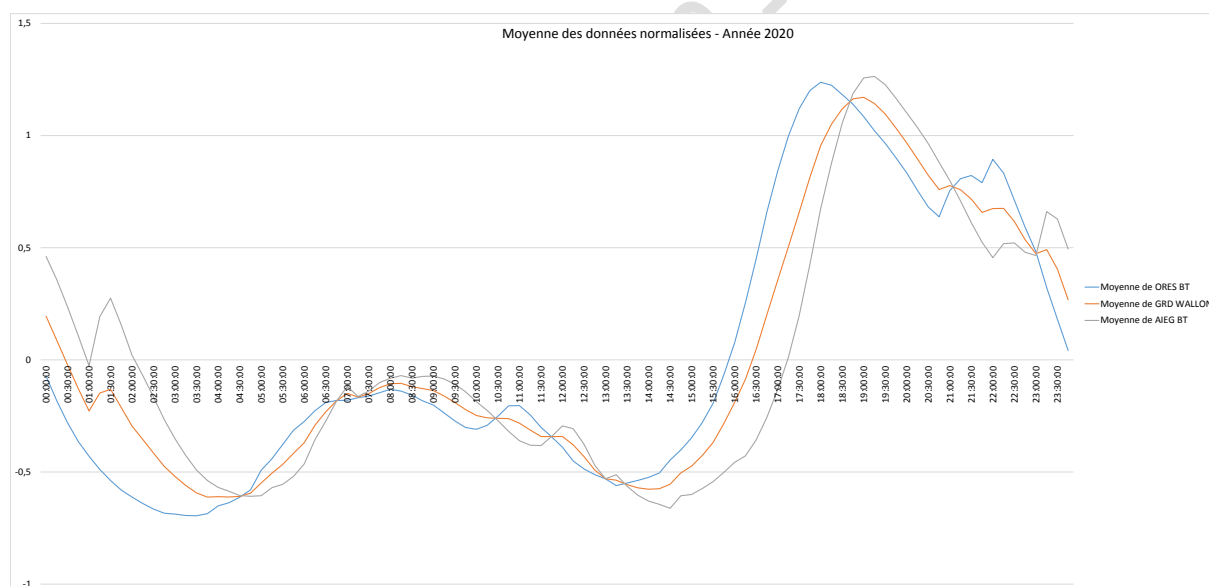
Sur la base de ce premier constat, une courbe de charge moyenne de ces réseaux de distribution a été établie pour les années 2019 et 2020. Les analyses suivantes ont pour objectif de valider la représentativité de cette courbe pour l'ensemble des réseaux BT en Région wallonne.

La deuxième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées des réseaux BT de l'AIEG, d'ORES et du « GRD wallon ».

GRAPHIQUE 20 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2019



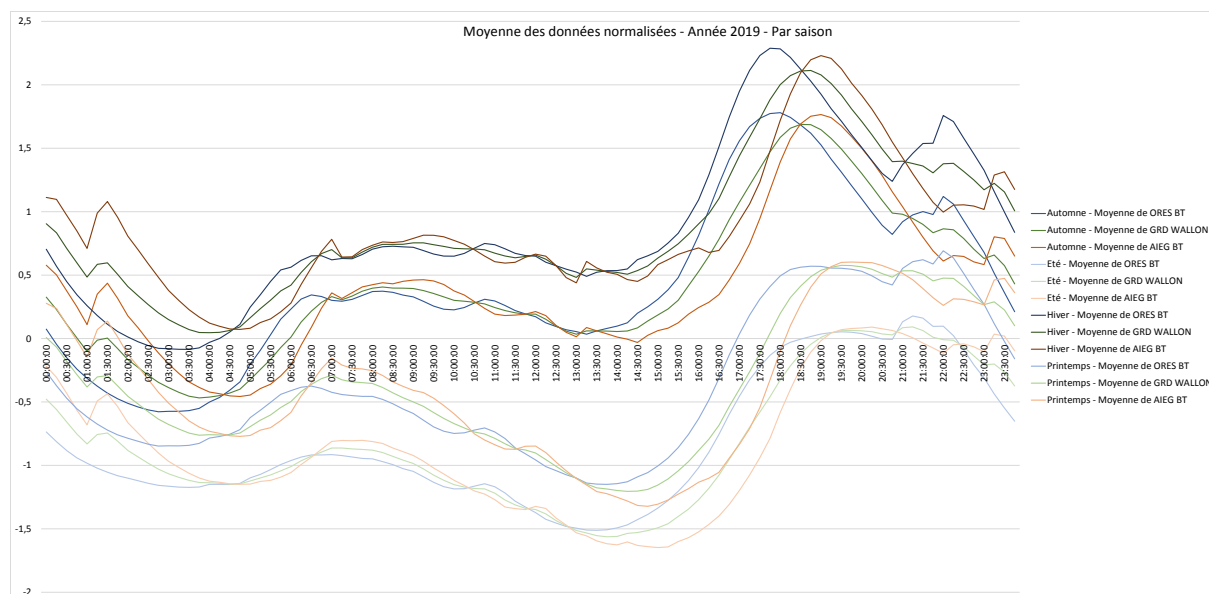
GRAPHIQUE 21 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2020



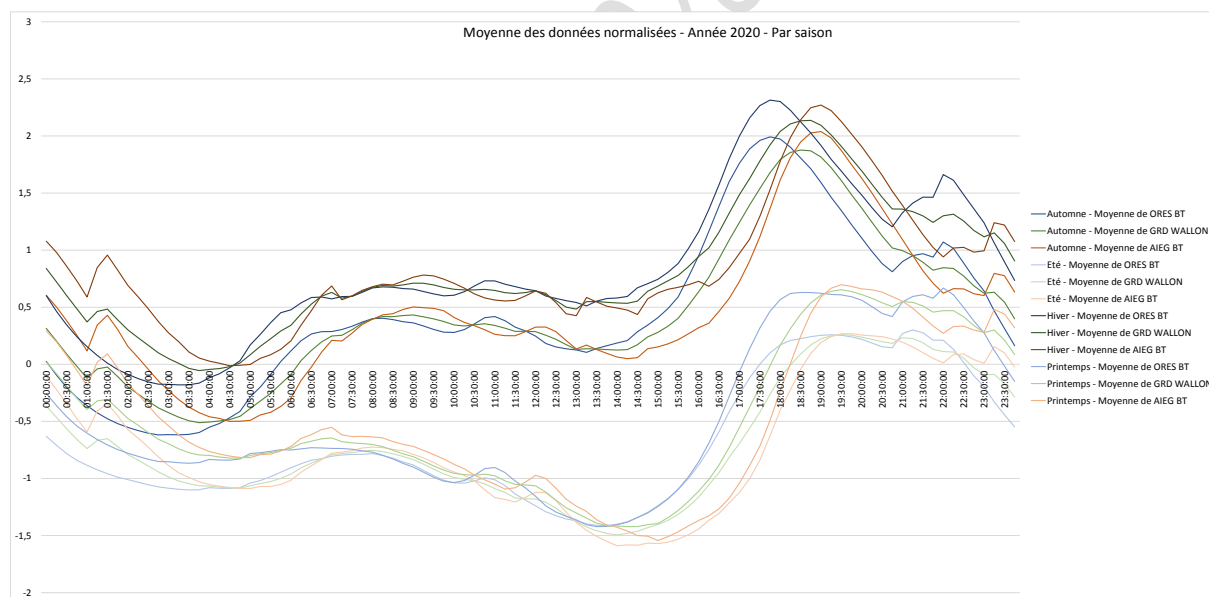
Les courbes de charge journalières moyennes d'ORES et de l'AIEG évoluent de manière très similaire. Ces courbes sont descendantes jusque 4h30 (on constate une pointe vers 1h30 sur le réseau de l'AIEG générée par l'enclenchement, à l'initiative du GRD, de chauffe-eaux électriques), arrive ensuite la pointe du matin entre 5h00 et 11h00, suivie par le creux de début d'après-midi créé par une diminution de la consommation des ménages et les productions des installations solaires décentralisées, puis, à partir de 16h00, débute la pointe du soir dont le maximum est atteint à 18h00 pour ORES et à 19h15 pour l'AIEG. À partir de 22h00, on constate encore quelques petits sauts des courbes qui peuvent être générés par des programmations (par les URD) d'applications aux basculements de registres (heures pleines vers heures creuses, typiquement à 22h) ou des signaux d'enclenchement transmis par les GRD (ex. : exclusif de nuit).

La troisième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées des réseaux BT de l'AIEG, d'ORES et du « GRD wallon », déclinées par saison.

GRAPHIQUE 22 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2019 – PAR SAISON



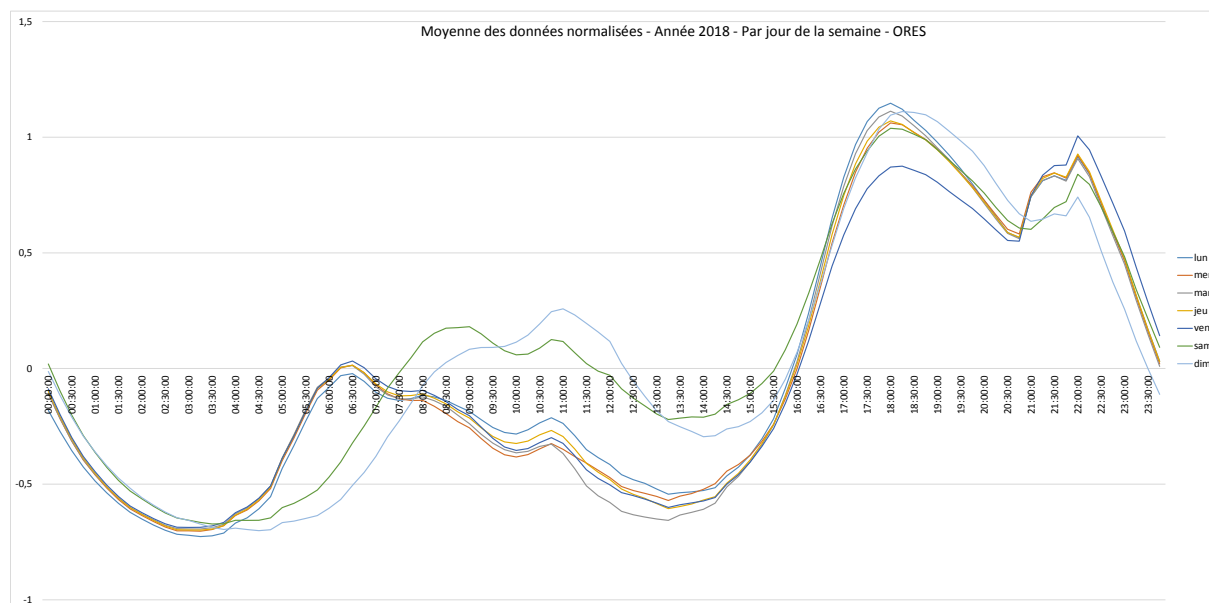
GRAPHIQUE 23 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES, AIEG ET « GRD WALLON » – ANNÉE 2020 – PAR SAISON



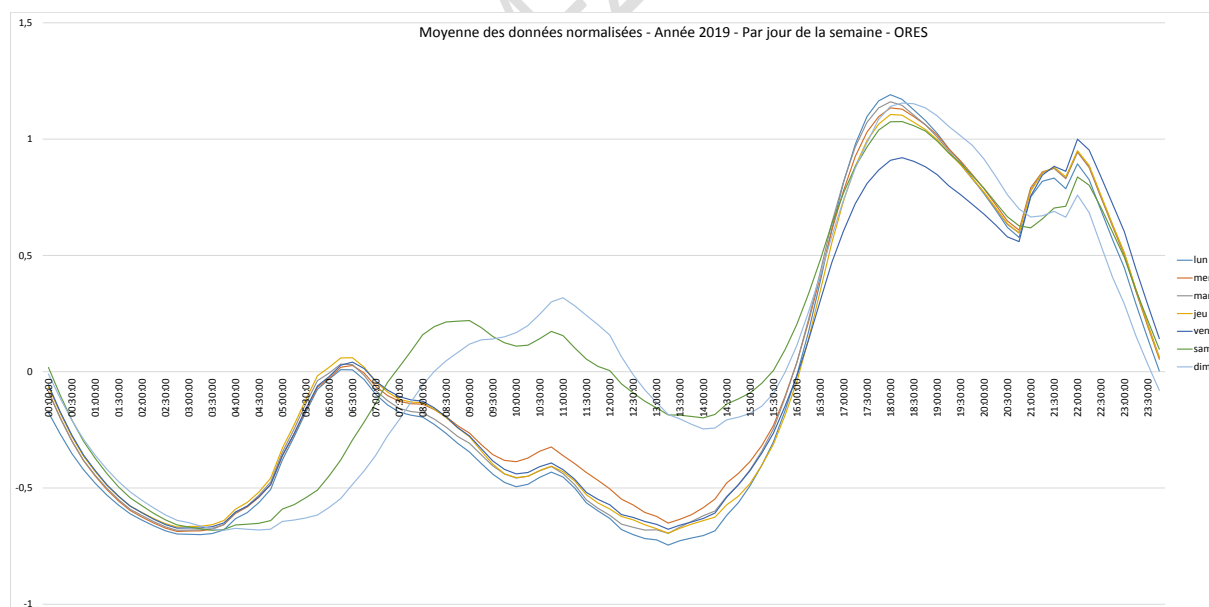
Encore une fois, on constate que les courbes de charge journalières moyennes d'ORES et de l'AIEG, déclinées par saison, évoluent de manière très similaire. Les courbes de charge ont une forme quasiment identique, quel que soit le GRD et quelle que soit la saison. Le creux du début d'après-midi est plus fortement marqué au printemps et en été, en raison de la production plus importante générée par les installations de production photovoltaïques. Pour chaque GRD, la courbe d'hiver est en toute heure supérieure à la courbe d'automne qui est elle-même supérieure à la courbe du printemps. En 2020, les courbes du printemps et de l'été sont superposées durant les heures où l'ensoleillement est le plus important. La météo du printemps 2020 a en effet été particulièrement ensoleillée et un effet sur le niveau des consommations dû au confinement (COVID-19) n'est pas à exclure.

La quatrième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées des réseaux BT de l'AIEG, d'ORES et du « GRD wallon », déclinées par jour de la semaine.

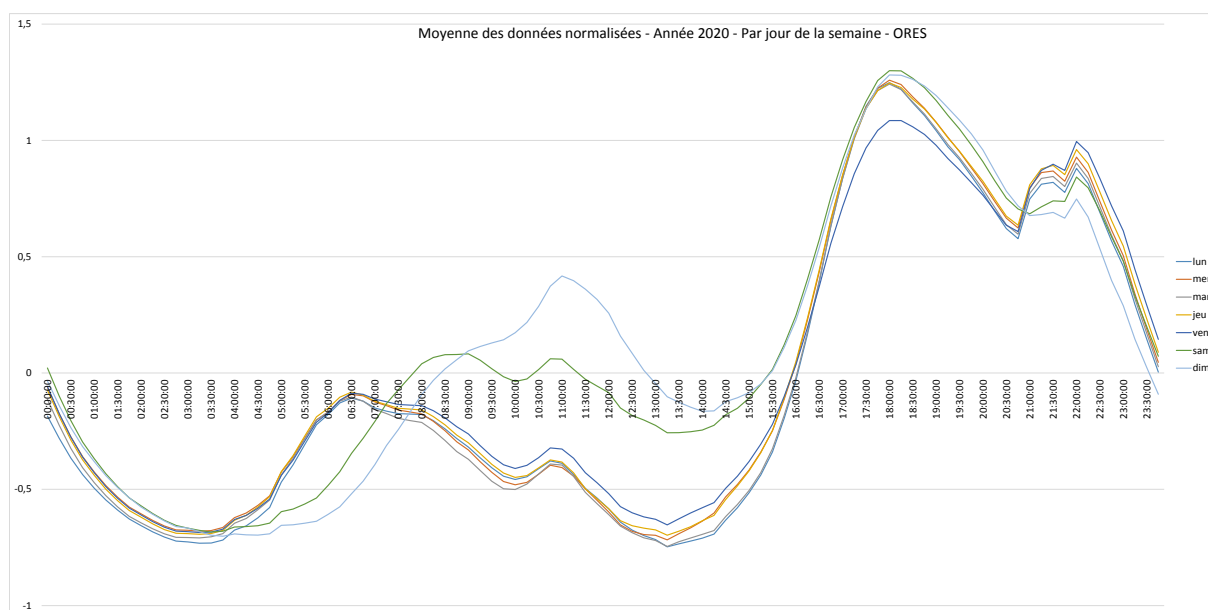
GRAPHIQUE 24 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2018 – PAR JOUR DE LA SEMAINE



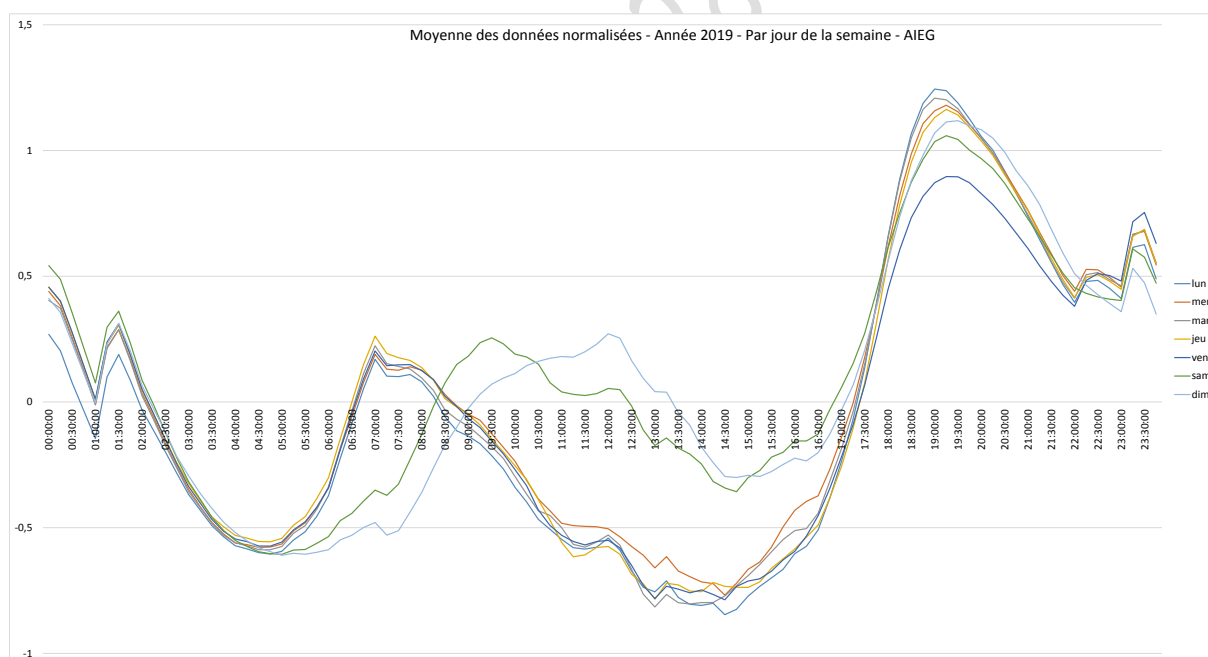
GRAPHIQUE 25 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2019 – PAR JOUR DE LA SEMAINE



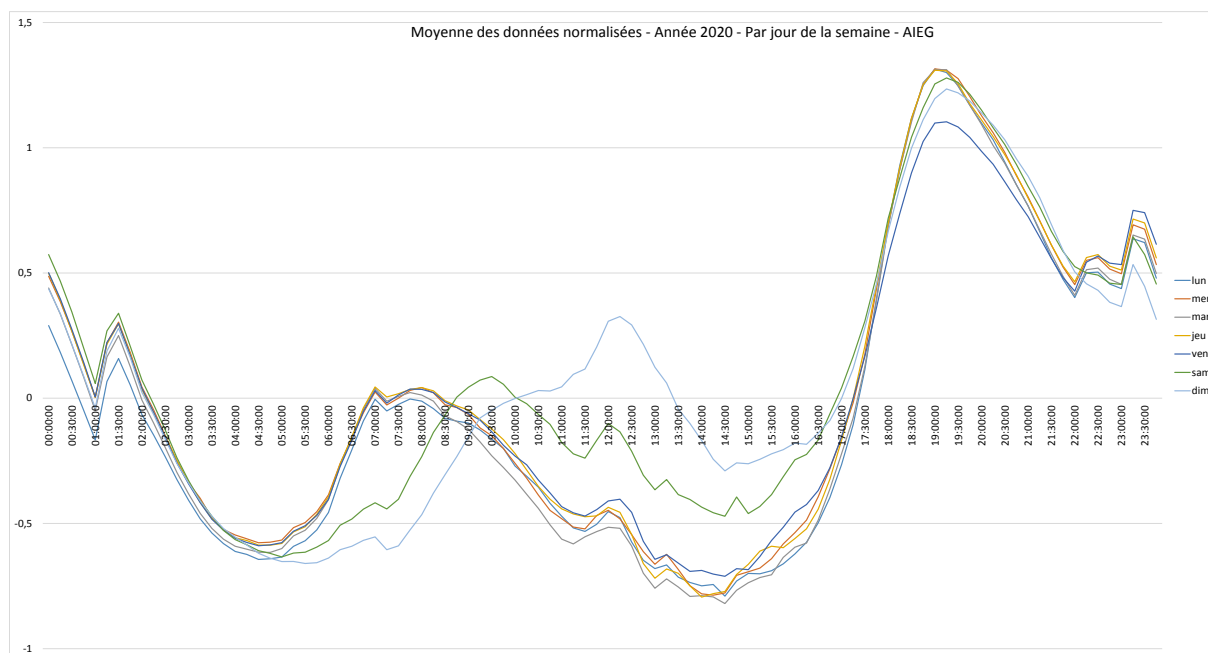
GRAPHIQUE 26 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – ORES – ANNÉE 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE



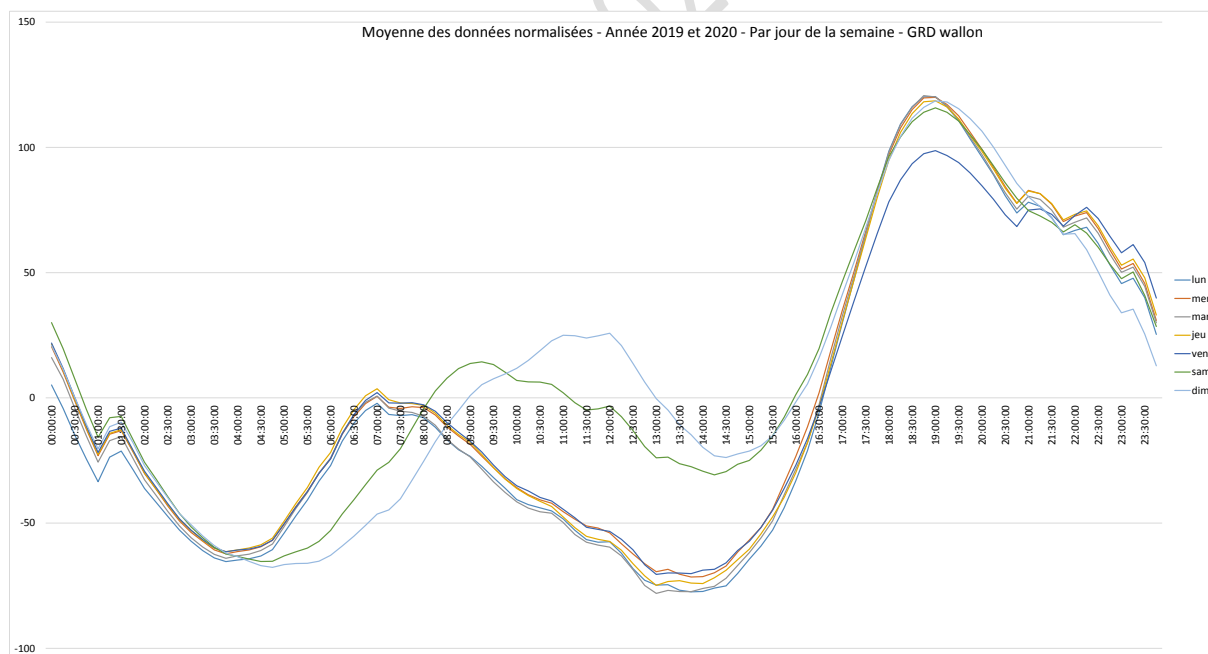
GRAPHIQUE 27 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉE 2019 – PAR JOUR DE LA SEMAINE



GRAPHIQUE 28 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉE 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE



GRAPHIQUE 29 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – « GRD WALLON » – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE

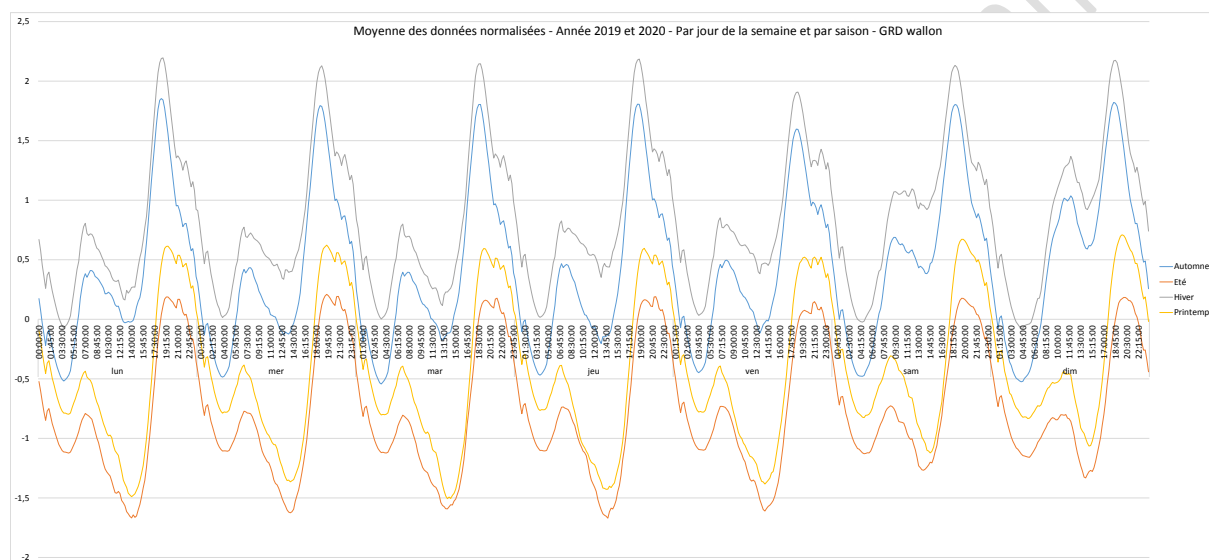


À nouveau, l'on constate que les courbes de charge journalières moyennes d'ORES et de l'AIEG, déclinées par jour de la semaine, évoluent de manière très similaire. Les courbes de charge pour les jours de semaine (du lundi au vendredi) sont très proches. Les petits sauts constatés en début d'après-midi sont très certainement dus à des relances de l'exclusif de nuit. Les courbes du samedi et du dimanche sont en décrochage par rapport à celles des autres jours de la semaine, ce qui démontre des comportements de consommation différents le week-end par rapport aux jours habituels de travail. Ce constat est également dressé pour l'année 2020, laquelle a connu une très forte adoption du télétravail en raison des mesures sanitaires mises en œuvre.

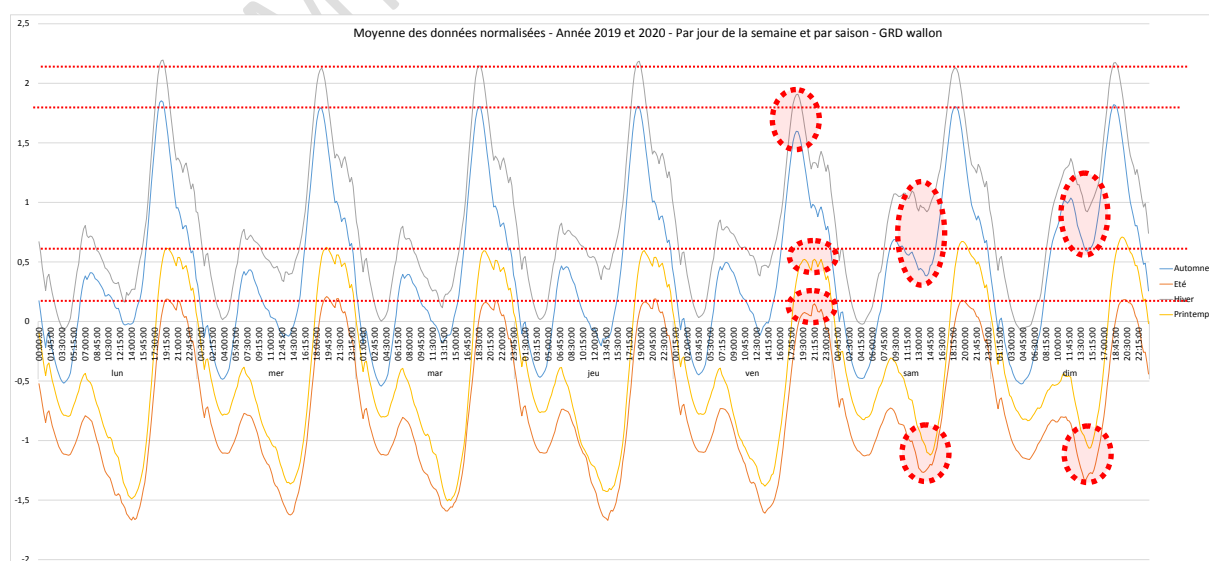
Le samedi et le dimanche, la pointe du matin est plus tardive et le creux du début d'après-midi est moins marqué, les consommations à ces heures de milieu de journée étant certainement plus importantes le week-end par rapport à la semaine, particulièrement pour les personnes dont le compteur fonctionne en bihoraire. La pointe du soir est, quant à elle, aussi élevée qu'il s'agisse d'un jour de semaine ou du week-end. Seule la pointe du vendredi soir présente un niveau légèrement inférieur aux autres.

La cinquième analyse réalisée par la CWaPE porte sur les courbes de charge journalières moyennes normalisées du « GRD wallon », déclinées par jour de la semaine et par saison.

GRAPHIQUE 30 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – « GRD WALLON » – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE ET PAR SAISON



GRAPHIQUE 31 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – « GRD WALLON » – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE ET PAR SAISON (ANALYSE)



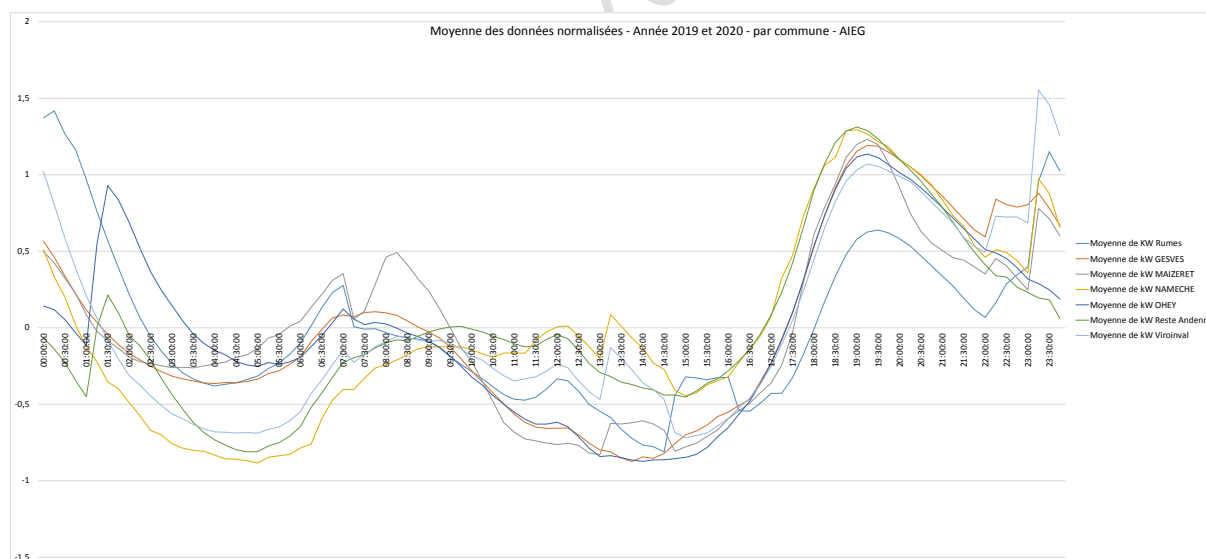
Les graphiques 30 et 31 confirment les constats dressés précédemment. Les courbes de charge ont une forme quasi identique quelle que soit la saison, mais sont à des niveaux de charges différents. La courbe de charge de l'hiver a le niveau le plus élevé. Vient ensuite la courbe de charge de l'automne à un niveau légèrement inférieur. L'écart entre la courbe de charge de l'automne et la courbe de charge du printemps est plus marqué. La courbe de charge ayant le niveau le plus faible est celle de l'été. Ces courbes semblent comme translatées et présentent des caractéristiques similaires quel que soit la saison, à savoir une pointe du matin plus tardive les jours de week-end en comparaison aux jours de semaine, un creux de début d'après-midi moins marqué les jours de week-end en comparaison aux jours de semaine et une pointe du soir équivalente quel que soit le jour, exception faite du vendredi soir où la pointe est légèrement plus faible, surtout en hiver et en automne.

- ⇒ Sur la base des analyses précédentes, la CWaPE conclut que la courbe de charge appelée « GRD wallon », établie comme étant la moyenne de courbes de charge quart-horaire des réseaux de distribution basse tension d'ORES et de l'AIEG pour les années 2019 et 2020, est globalement représentative de la charge du réseau de distribution basse tension de Région wallonne.

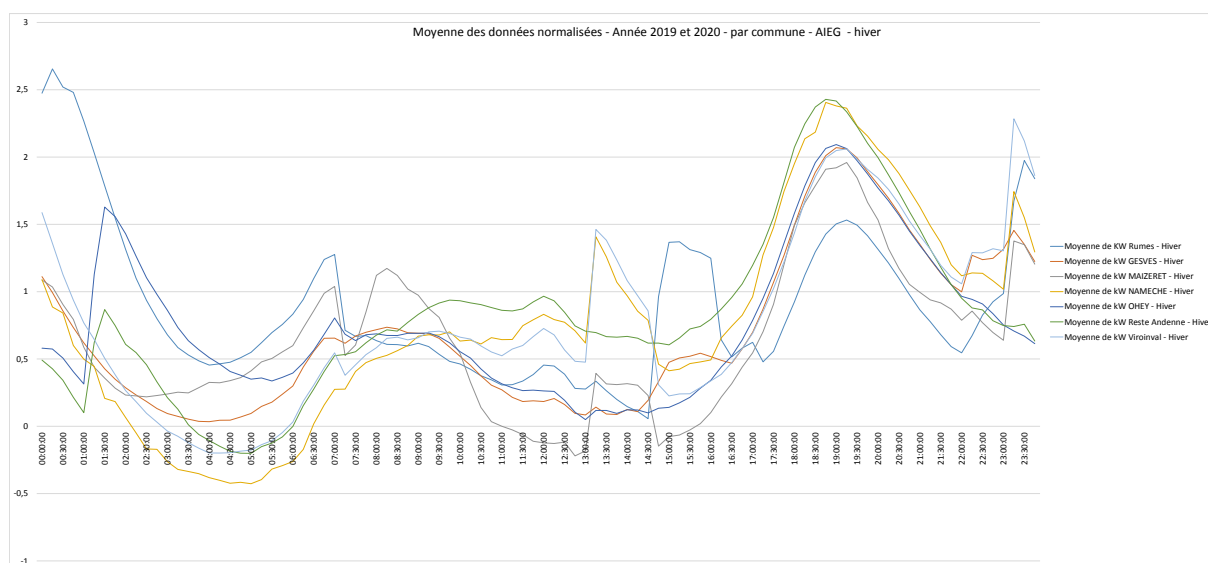
B. Analyse de zones géographiques plus restreintes

Les analyses suivantes portent sur des zones géographiques plus restreintes. Ce sont d'abord les courbes de charge du réseau basse tension de l'AIEG par commune qui sont analysées, ensuite ce sont les mesures réalisées dans certaines cabines de transformation du REW.

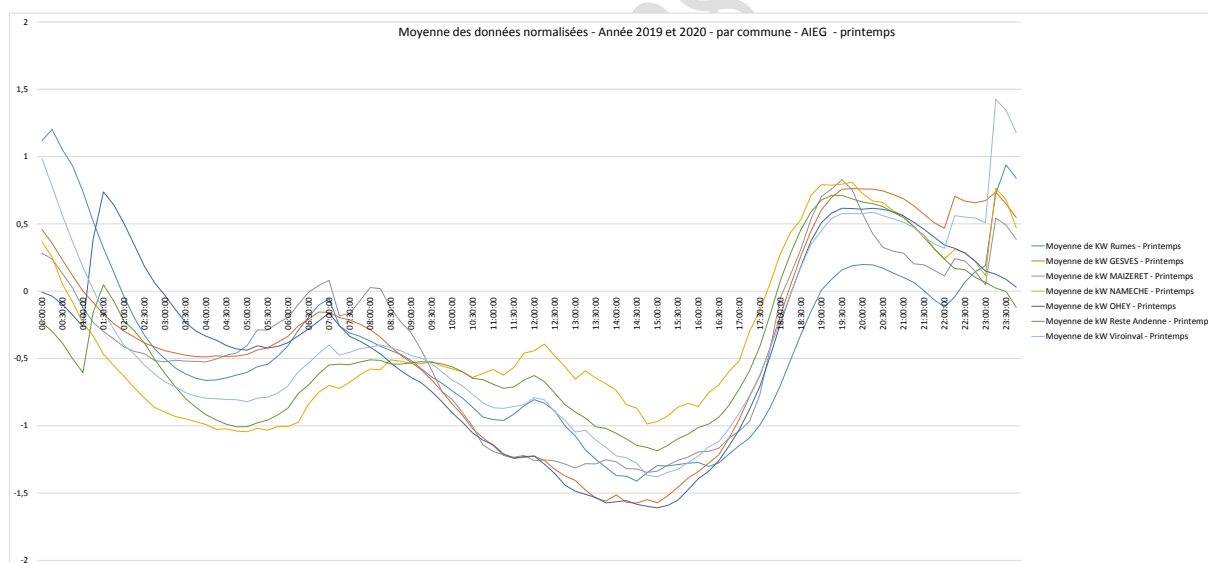
GRAPHIQUE 32 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE



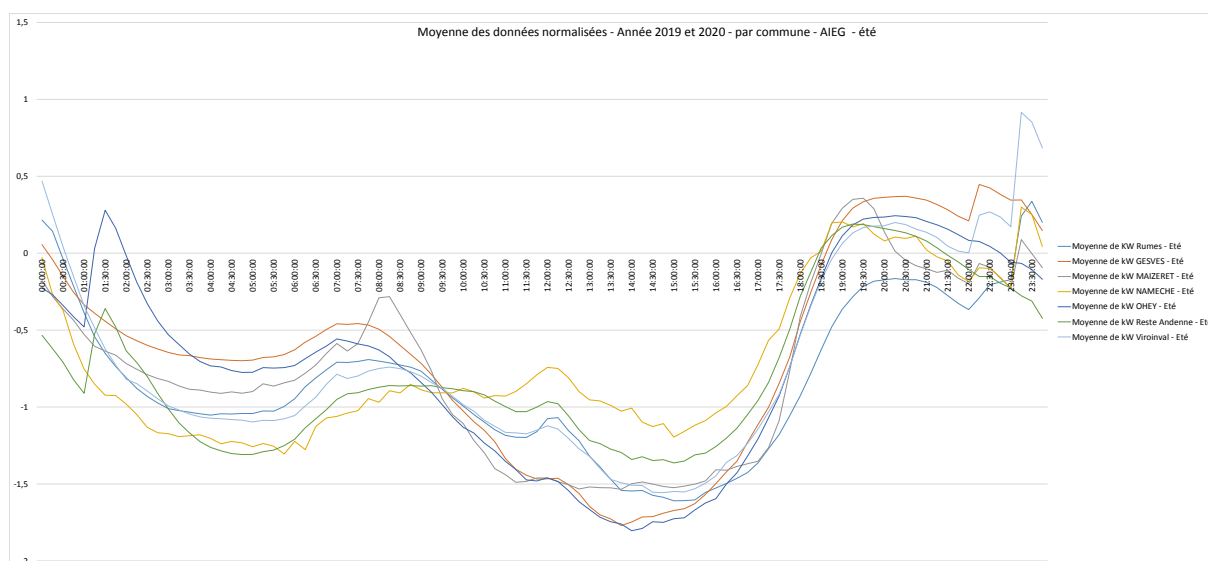
GRAPHIQUE 33 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE - HIVER



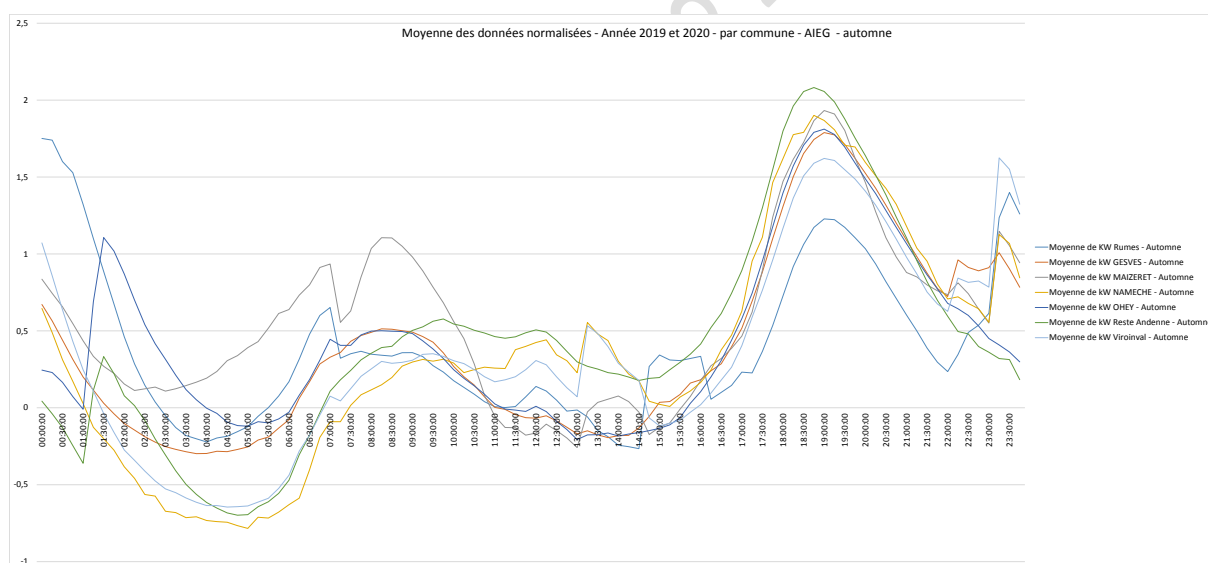
GRAPHIQUE 34 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE - PRINTEMPS



GRAPHIQUE 35 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE - ÉTÉ



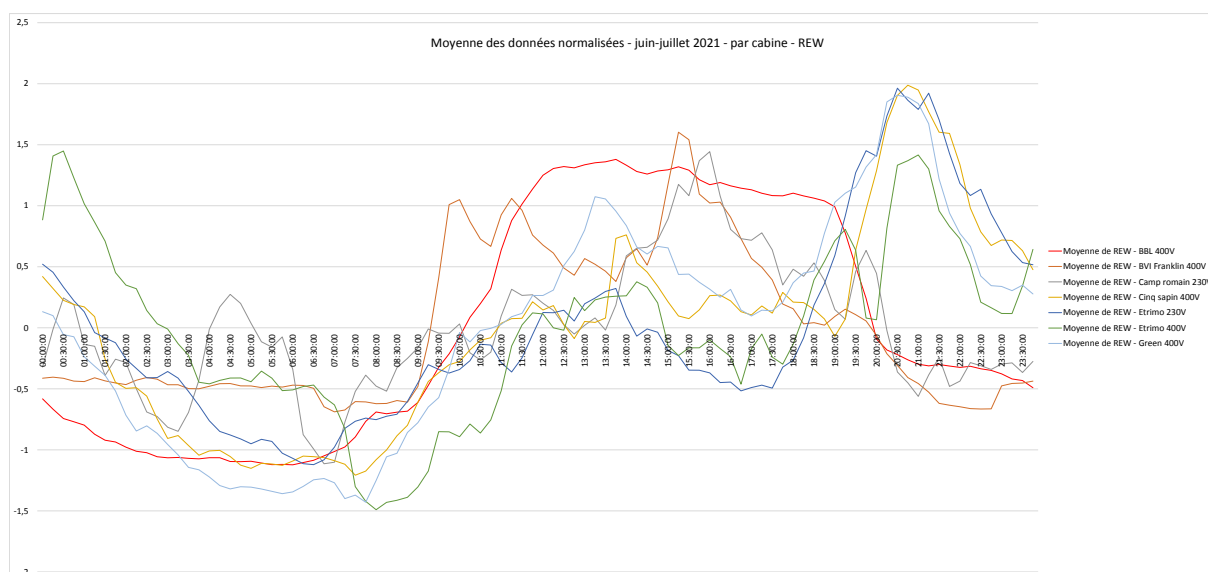
GRAPHIQUE 36 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – AIEG – ANNÉES 2019 ET 2020 – PAR COMMUNE - AUTOMNE



Les constats formulés précédemment sont confirmés et complétés comme suit :

- il semble que des enclenchements de compteurs exclusif de nuit ou des basculements de registre de comptage (heures pleines vers heures creuses) peuvent provoquer des pointes de consommation importantes, pouvant excéder la pointe du soir en fonction des saisons ;
- dans certaines communes, l'on constate des relances de consommations de nuit (exclusif de nuit, chauffe-eau, ...) en milieu de journée ;
- les communes à forte densité de panneaux photovoltaïques présentent des creux de mi-journée (13h00) plus importants, par exemple les communes de Ohey et Gesves.

GRAPHIQUE 37 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – PAR CABINE

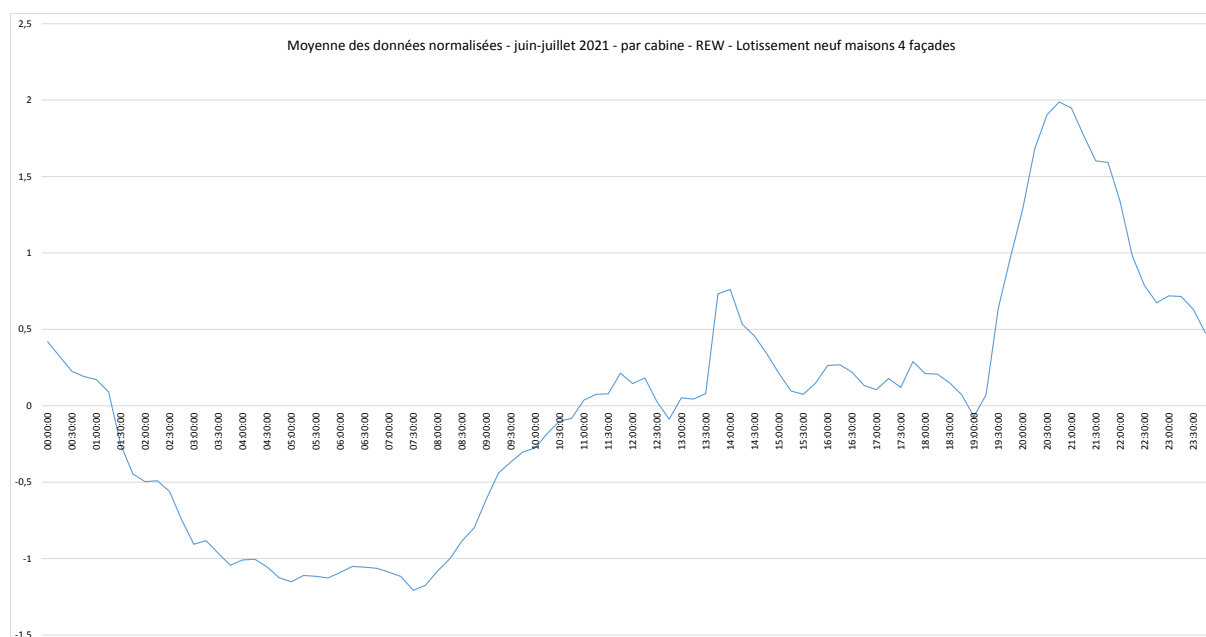


GRAPHIQUE 38 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE BBL (CENTRE-VILLE)



L'analyse de la courbe de charge de cette cabine montre clairement que, pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021, les comportements de consommation sous cette cabine sont bien différents de ceux constatés, en moyenne, pour le « GRD wallon ».

GRAPHIQUE 39 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE CINQ SAPINS (LOTISSEMENT NEUF MAISONS 4 FAÇADES)



L'analyse de la courbe de charge de cette cabine, pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021, montre des comportements de consommation plus proches de ceux constatés, en moyenne, pour le « GRD wallon », bien que le creux de début d'après-midi soit peu présent, en raison d'une météo peu ensoleillée durant cette période, d'un taux de pénétration du photovoltaïque plus faible ou encore de consommations plus importantes à ces heures de la journée. La pointe du soir est également assez tardive, plutôt aux alentours de 21h.

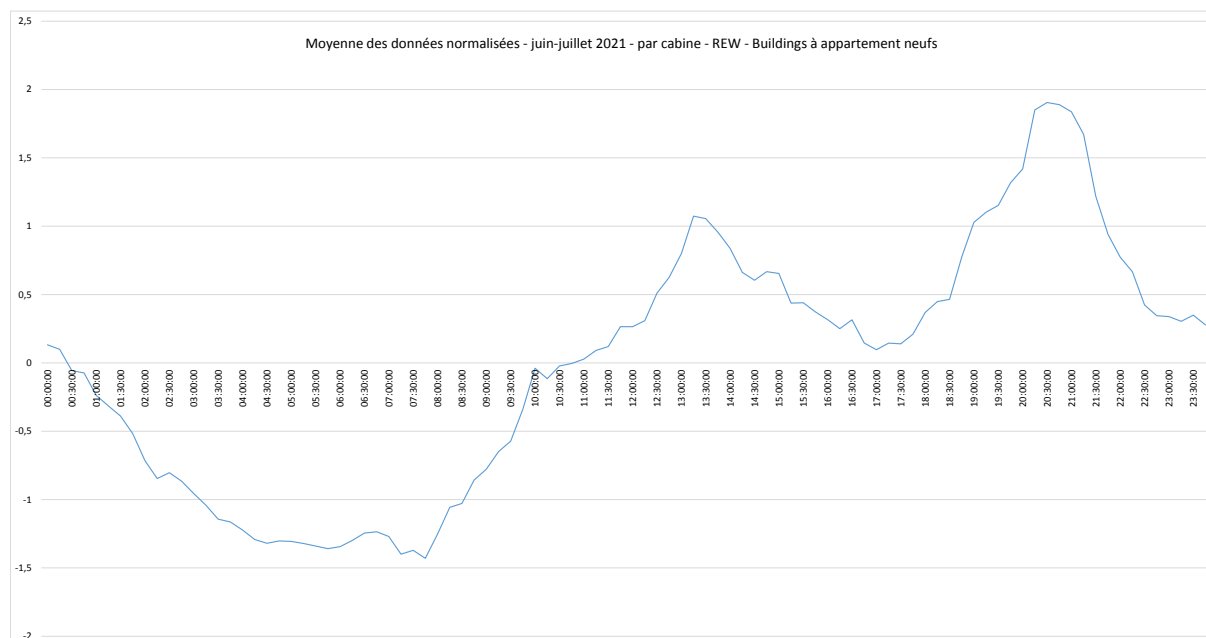
GRAPHIQUE 40 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE CAMP ROMAIN (LOTISSEMENT ANCIEN MAISONS 4 FAÇADES)



L'analyse de la courbe de charge de cette cabine, pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021, montre des comportements de consommation plus proches de ceux constatés, en moyenne, pour le

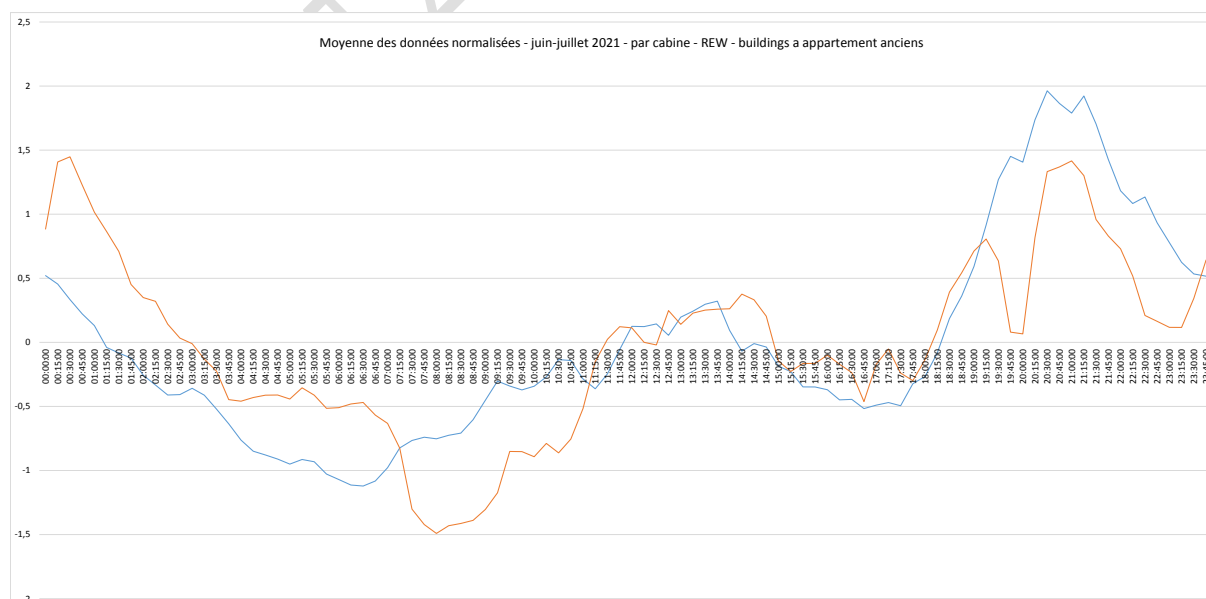
« GRD wallon », bien qu'une pointe soit constatée aux alentours de 4h30, que le creux de début d'après-midi soit peu présent, et que la pointe de charge soit réalisée dans l'après-midi, vers 16h00.

GRAPHIQUE 41 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE GREEN (BUILDING À APPARTEMENTS NEUFS)



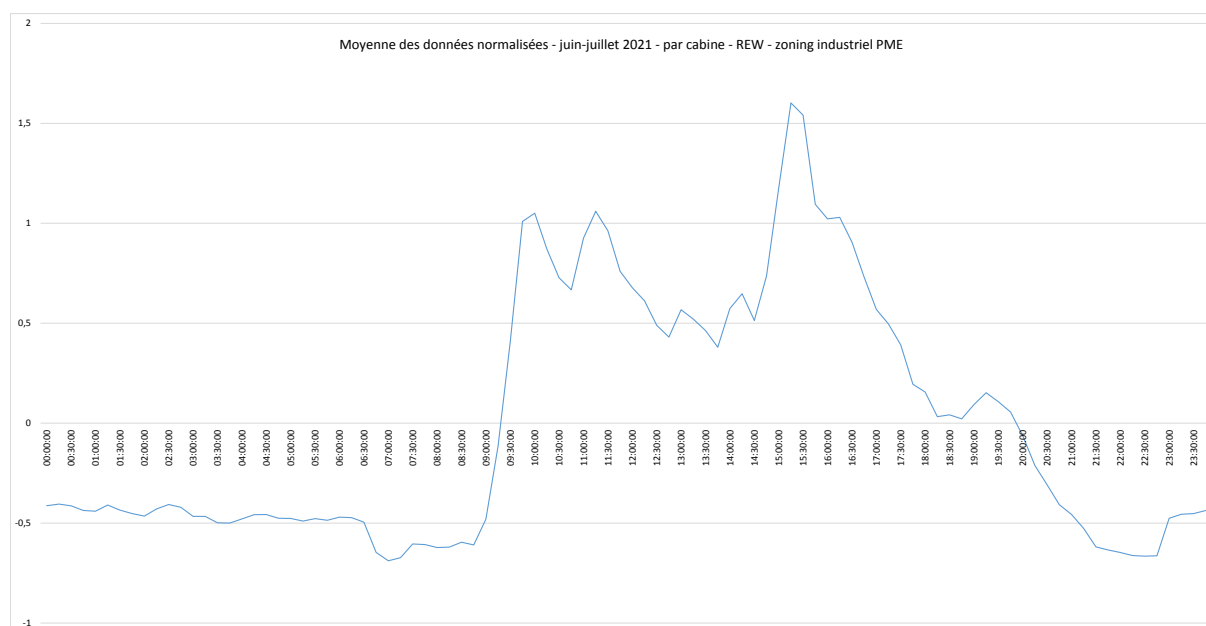
La courbe de charge de la cabine « Green » est très semblable à la courbe de charge de la cabine « Cinq sapins », pour la période allant du 12 juin au 11 juillet 2021. Il s'agit dans les deux cas de logements neufs, « Green » étant des immeubles à appartements et « Cinq sapins » des maisons 4 façades.

GRAPHIQUE 42 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE ETRIMO (BUILDING À APPARTEMENTS ANCIENS)



Les courbes de charge de la cabine « Etrimo » (en orange le départ 400V et en bleu le départ 230V) sont proches de celles constatées pour les cabines « Green » et « Cinq sapins ».

GRAPHIQUE 43 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT – REW – JUIN-JUILLET 2021 – CABINE BVI (ZONING INDUSTRIEL PME)



La courbe de charge de la cabine « BVI », alimentant un zoning industriel, présente des similitudes avec la courbe de charge de la cabine « BBL » alimentant le centre-ville. Logiquement, elle est assez différente des courbes de charges alimentant des zones plutôt résidentielles.

L'analyse de ces courbes de charge par cabine, sur une période restreinte de quelques semaines, met en évidence que les comportements de consommation locaux ou ponctuels peuvent différer des comportements de consommation généraux observés sur des périodes plus longues (annuelles ou pluriannuelles) et sur des territoires plus larges. En fonction du type de clientèle alimentée par la cabine de distribution, la courbe de charge basse tension peut prendre une forme tout à fait différente de celle constatée globalement sur les réseaux du GRD. **Il semble donc nécessaire de permettre la prise en compte de particularités locales pour la définition des plages horaires (article 75, § 2).**

C. Analyse croisée avec les données BELPEX

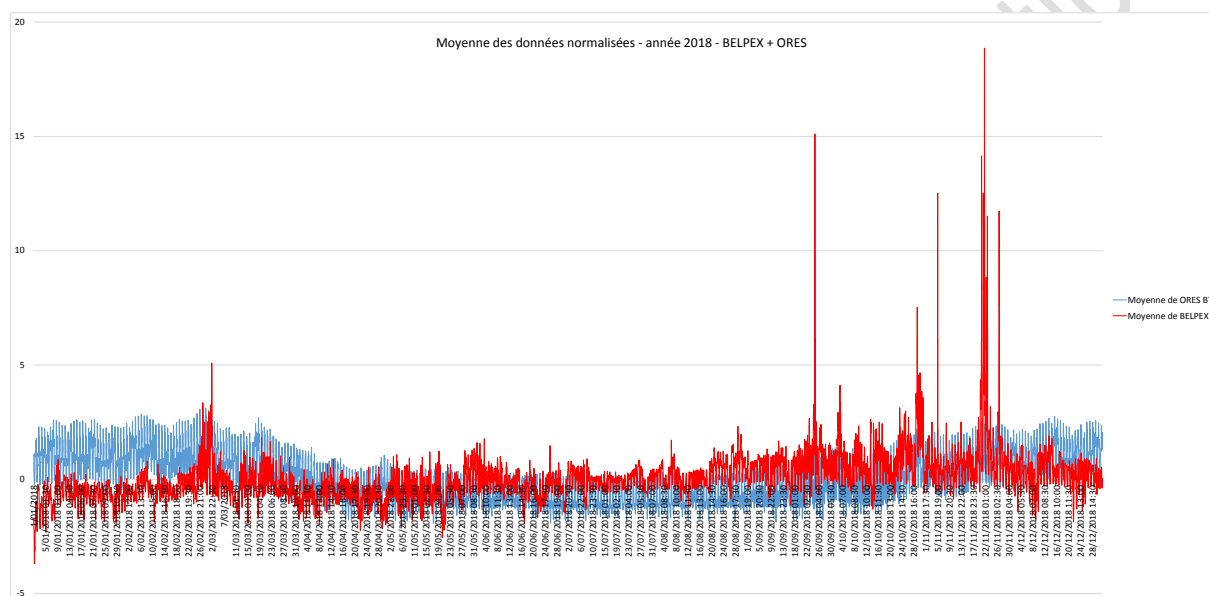
Dans ses lignes directrices⁸¹ reprenant les bonnes pratiques en matière de tarification des réseaux de distribution d'électricité, le CEER a formulé un objectif de « non-distorsion ». Le CEER recommande ainsi que la couverture des coûts soit réalisée en évitant d'altérer les décisions relatives à l'accès ou à l'usage du réseau. Selon le CEER, les tarifs de distribution ne peuvent constituer une barrière aux offres de marché innovantes qui apportent de la valeur ajoutée ou réduisent les coûts des consommateurs, comme les offres liées à la flexibilité ou à l'efficacité énergétique. L'interprétation donnée par la CWaPe à cet objectif est que les tarifs de distribution, mais également les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, ne devraient pas donner de signaux tarifaires qui soient en contradiction avec les incitants donnés par les autres acteurs du marché, notamment les fournisseurs d'électricité. En effet, lorsque les contraintes techniques sur les réseaux sont faibles, les signaux donnés par les tarifs de réseau ne doivent pas empêcher le client final d'adapter sa consommation afin, par exemple, de déplacer ses charges électriques aux moments où

⁸¹ CEER, Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice, Référence: C16-DS-27-03, 23 January 2017.

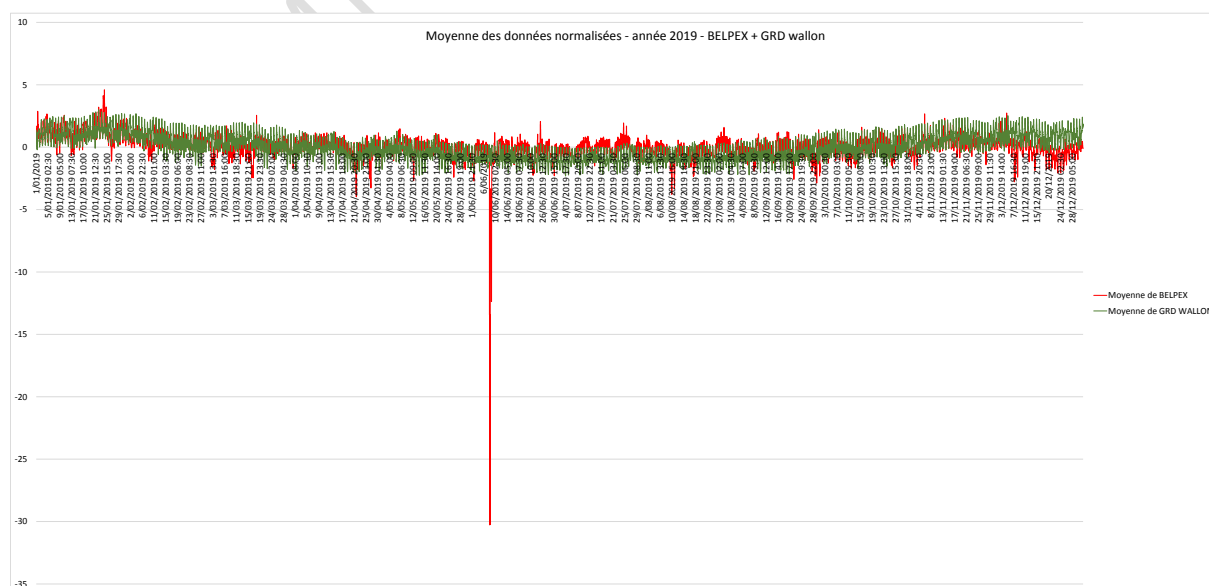
les prix de la commodité sont faibles et l'offre d'énergie renouvelable abondante, ou plus généralement de valoriser sa flexibilité en offrant par exemple ses services afin de contribuer au bon fonctionnement de l'équilibrage. Ainsi, des pointes de consommation réalisées à des moments de faible sollicitation du réseau électrique, et qui permettent au client final de répondre à d'autres signaux tarifaires qui conduisent à un meilleur fonctionnement global du marché de l'énergie, ne devraient pas être pénalisées par les tarifs du réseau.

Dans cet esprit, les analyses suivantes portent sur les cotations horaires du BELPEX et vérifient leur synchronisation avec le niveau des charges sur le réseau de distribution basse tension.

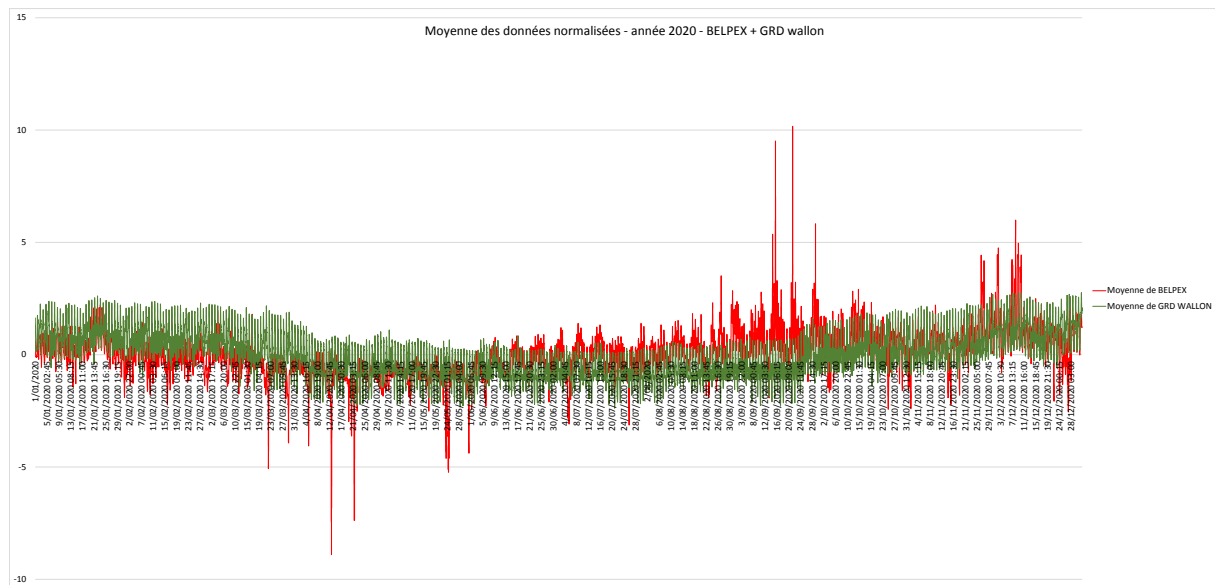
GRAPHIQUE 44 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT ORES ET COURBE DE PRIX BELPEX – ANNEE 2018



GRAPHIQUE 45 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX BELPEX – ANNEE 2019



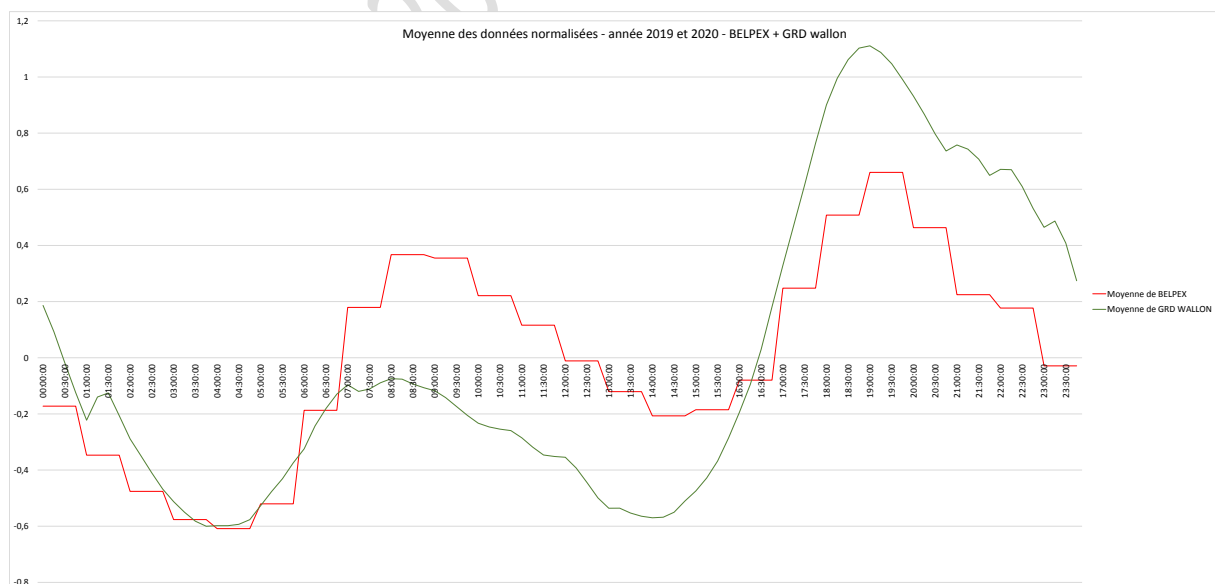
GRAPHIQUE 46 COURBE DE CHARGE ANNUELLE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX BELPEX – ANNEE 2020



Les prix BELPEX sont beaucoup plus volatiles que les charges sur les réseaux de distribution basse tension. Ces prix sont effectivement sensibles à divers événements indépendants de la consommation électrique sur les réseaux basse tension, comme les fermetures de centrales nucléaires, le prix du gaz naturel, différents phénomènes climatologiques ou des conflits internationaux. Il est toutefois constaté que les prix BELPEX sont plus élevés en hiver et en automne par rapport aux prix au printemps et en été.

L'analyse suivante porte sur les courbes journalières moyennes.

GRAPHIQUE 47 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020



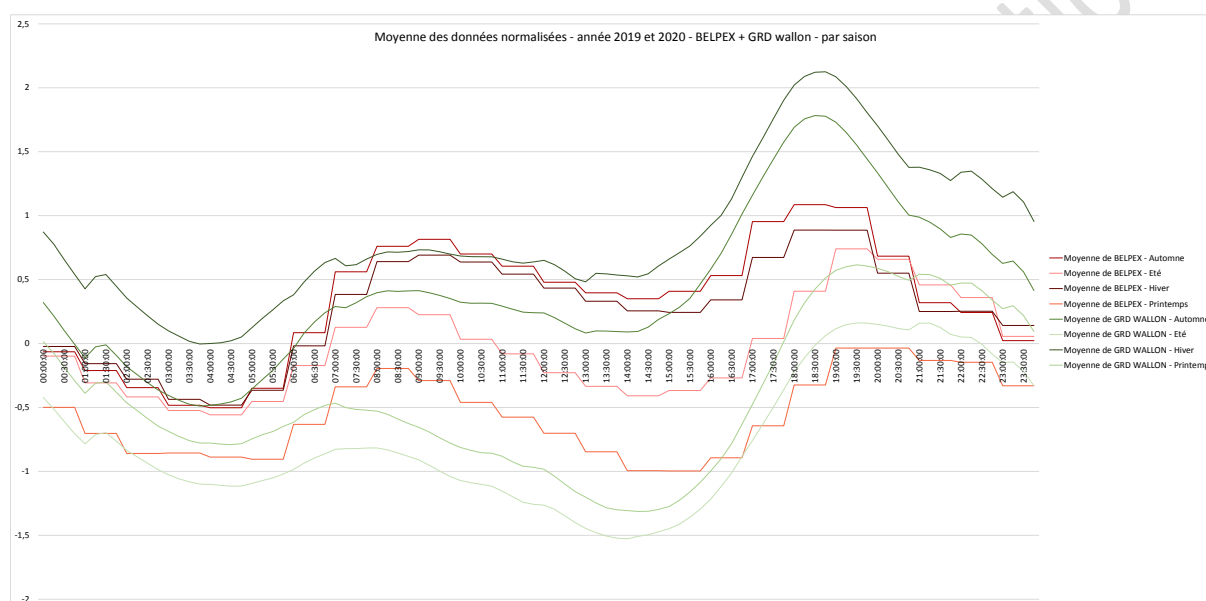
La courbe de prix journalière moyenne du BELPEX, établie sur la base des cotations horaires de l'indice au cours des années 2019 et 2020, **évolue de manière synchrone** avec la courbe de charge journalière moyenne du réseau basse tension « GRD wallon », établie sur la base des données quart-

horaire d'ORES et de l'AIEG pour ces deux mêmes années. Un léger décalage (environ 1h) est constaté entre l'atteinte des points min et max sur ces deux courbes.

L'évolution journalière moyenne du prix de l'électricité sur le marché (représenté par les cotations horaires de l'indice BELPEX) suit la loi de l'offre et de la demande. Plus la demande d'électricité est forte, c'est-à-dire lors des pointes de charge du réseau, plus le prix de l'électricité est élevé. Durant les heures d'ensoleillement, une partie de la consommation est produite localement, il y a plus d'offre (et certainement également moins de demande) et le prix diminue.

L'analyse suivante décline les courbes journalières moyennes par saison.

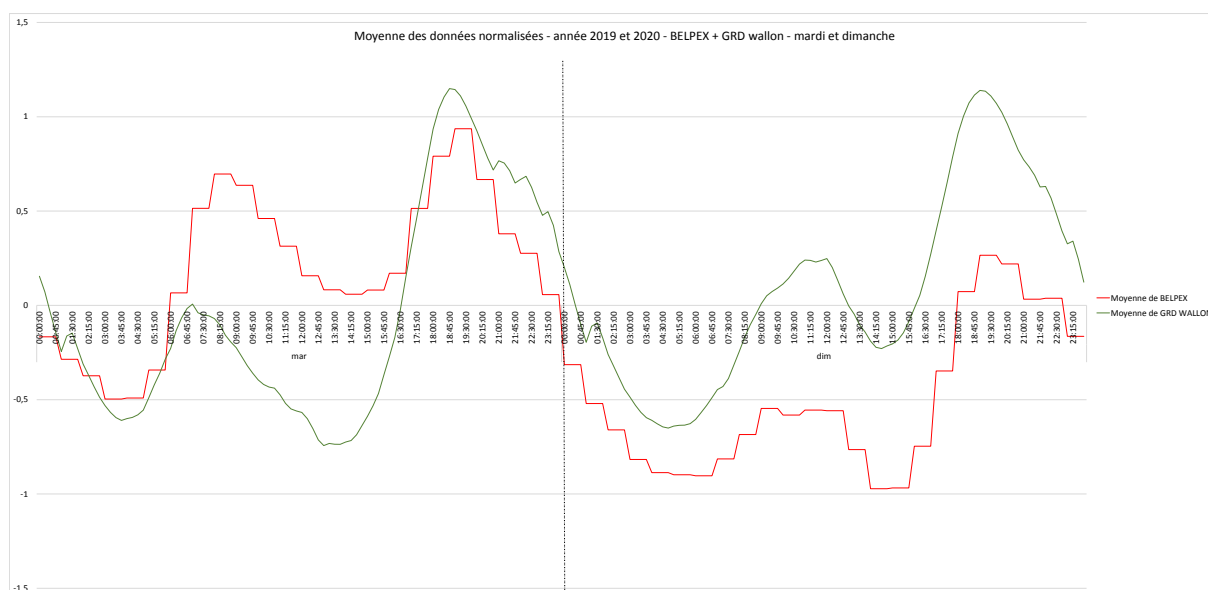
GRAPHIQUE 48 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR SAISON



La déclinaison de ces courbes journalières moyennes par saison permet encore de constater la bonne synchronisation entre les cotations BELPEX et les charges sur le réseau BT. Les courbes de l'hiver et de l'automne sont proches (surtout pour le BELPEX) et se situent à des niveaux supérieurs à ceux des courbes du printemps et de l'été.

Pour poursuivre les analyses, ce sont les courbes journalières moyennes d'un mardi et d'un dimanche qui sont comparées, pour les cotations BELPEX et pour la charge du réseau BT « GRD wallon ».

GRAPHIQUE 49 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – MARDI ET DIMANCHE

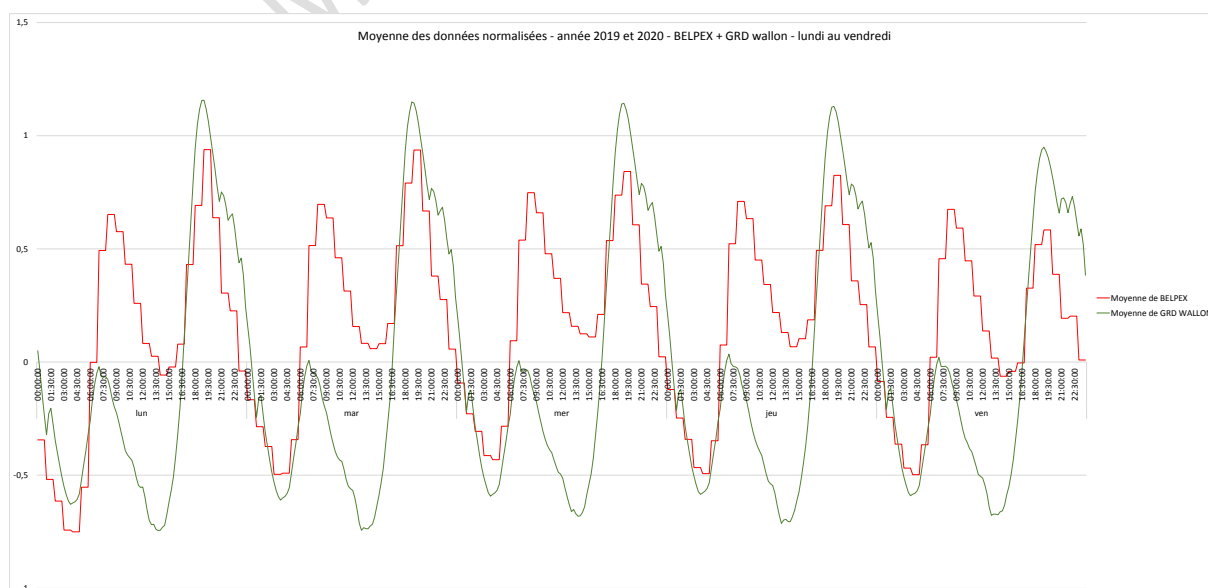


À nouveau, la **synchronisation des courbes BELPEX et réseau BT apparaît**, aussi bien pour le jour de semaine (mardi) que pour le jour de week-end (dimanche). Il faut toutefois constater que la courbe journalière moyenne du dimanche pour le BELPEX est à un niveau inférieur à celui atteint par la courbe BELPEX du mardi. Ce phénomène n'est pas présent pour la charge moyenne du réseau BT dont le niveau est semblable entre le mardi et le dimanche, avec la différence déjà constatée précédemment sur le niveau de charge du début d'après-midi le dimanche.

Les cotations BELPEX sont très certainement sensibles aux consommations des entreprises qui sont beaucoup plus faibles les jours de week-end.

L'analyse suivante détaille les courbes journalières moyennes du BELPEX et du réseau BT, du lundi au vendredi.

GRAPHIQUE 50 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – DU LUNDI AU VENDREDI



Les courbes journalières moyennes, pour les journées du lundi au vendredi, des cotations BELPEX et des charges du réseau basse tension du « GRD wallon » suivent un rythme identique. Pour ces deux courbes, on observe une pointe le matin, un creux début d'après-midi, une seconde pointe le soir suivie d'une diminution pour atteindre un point bas aux alentours de 4h00 et ensuite une remontée vers la pointe du matin.

Il est toutefois intéressant de noter que le creux du début d'après-midi est plus marqué sur le réseau que sur le marché (BELPEX) et que la pointe du soir du réseau est très élevée par rapport à la pointe du matin, alors que pour le marché, ces deux pointes atteignent des niveaux plutôt proches.

D. Détermination de nouvelles plages horaires (article 75)

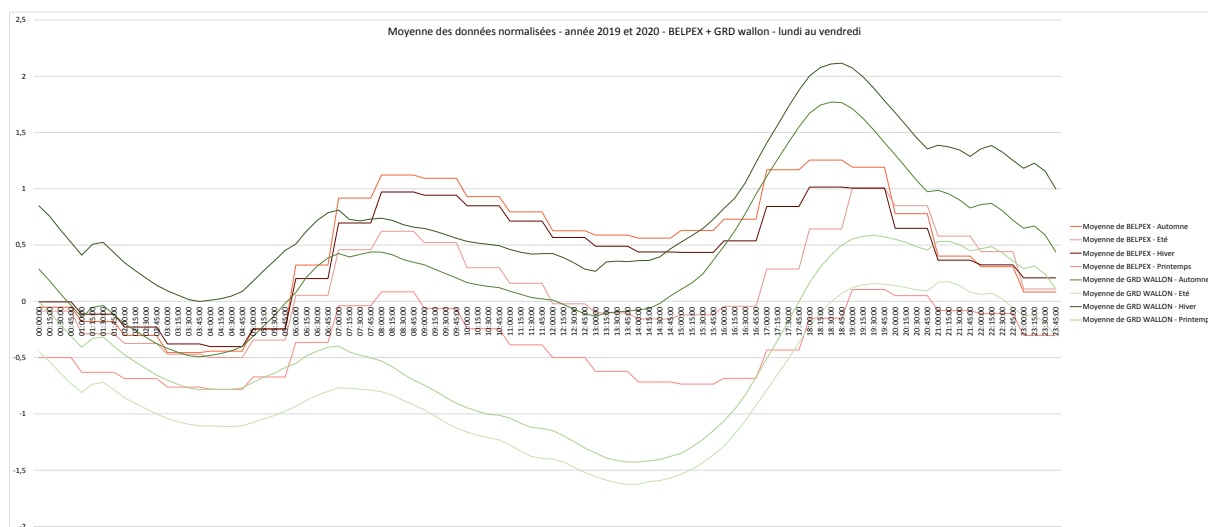
Afin de déterminer des plages horaires, permettant d'appliquer des tarifs différents aux prélèvements réalisés sur le réseau basse tension en fonction du moment où ces prélèvements sont effectués, la CWaPE focalise dans un premier temps son analyse sur la courbe de charge journalière moyenne, hors week-end, du réseau basse tension du « GRD wallon » et sur la courbe journalière moyenne, hors week-end, des prix BELPEX. L'exclusion des jours de week-end est justifiée par deux raisons : tout d'abord, les comportements de consommation des utilisateurs du réseau basse tension sont différents durant les jours du week-end et durant les autres jours de la semaine. Il a en effet été constaté sur la base de ce qui précède que le samedi et le dimanche, la consommation est plus importante durant les heures de la mi-journée en comparaison avec les niveaux de consommation des autres jours de la semaine durant ces mêmes heures. Deuxièmement, le niveau de prix de l'électricité sur le marché (cotations BELPEX) est généralement plus faible durant le week-end en comparaison aux autres jours de la semaine.

Inciter les utilisateurs de réseau à consommer au moment où les énergies renouvelables sont disponibles et où les réseaux de distribution basse tension disposent de capacités suffisantes signifie généralement inciter les utilisateurs de réseau à consommer pendant les heures qui constituent le creux du début d'après-midi. Puisque ce comportement semble déjà partiellement adopté le samedi et le dimanche, sans pour autant amoindrir la pointe du soir ces jours-là, la CWaPE se focalise dans un premier temps sur les jours pendant lesquels ces comportements sont moins présents, c'est-à-dire du lundi au vendredi.

Sur la base des courbes journalières moyennes représentant la charge du réseau BT et le prix de l'électricité sur le marché, établies pour les jours hors week-end et par saison, la CWaPE a établi un tableau qui répertorie les heures auxquelles sont atteints les points minimum et maximum de chaque courbe. Ces données sont scindées par saison.

Sur la base de ce tableau, des plages horaires sont établies en sélectionnant, pour chaque creux ou pointe, l'heure la plus tôt et l'heure la plus tardive à laquelle le creux ou la pointe a été atteint. Ces plages horaires ont ensuite été élargies à 2 heures avant l'heure la plus tôt et 2 heures après l'heure la plus tardive.

GRAPHIQUE 51 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR SAISON – HORS WEEK-END

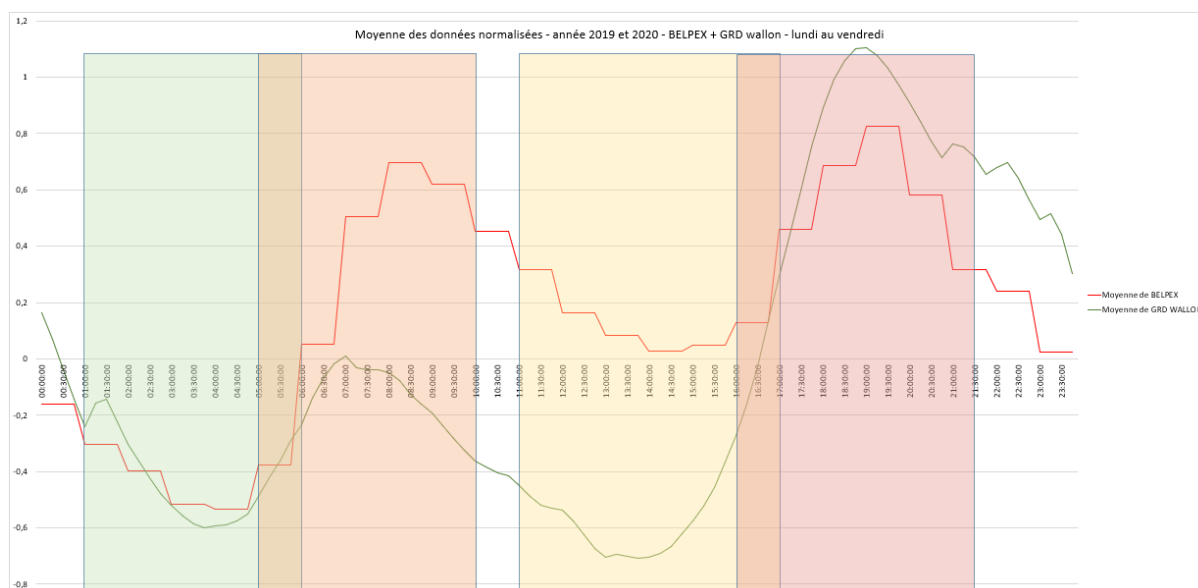


TABEAU 45 ÉTABLISSEMENT INITIAL DES PLAGES HORAIRES – DU LUNDI AU VENDREDI

		Du lundi au vendredi			
		Creux nuit	Pointe matin	Creux midi	Pointe soir
Hiver	Réseau	3h45	7h00	13h00	18h30
	Marché	4h00	8h00	14h00	19h00
Printemps	Réseau	3h45	7h00	14h00	19h00
	Marché	4h00	8h00	15h00	19h00
Été	Réseau	3h45	7h00	13h45	19h30
	Marché	4h00	8h00	14h00	19h00
Automne	Réseau	3h45	7h00	13h00	18h30
	Marché	3h00	8h00	14h00	18h00
Min-Max		3h-4h	7h-8h	13h-15h	18h-19h30
-2h / +2h		1h-6h	5h-10h	11h-17h	16h-21h30
durée		5h	5h	6h	5h30

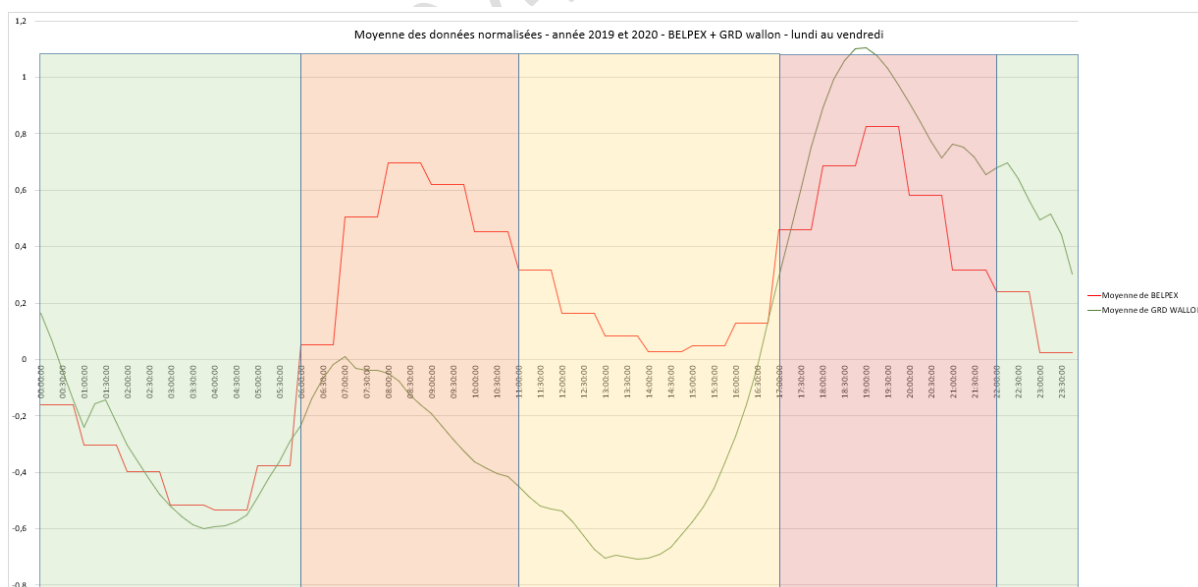
Les plages horaires telles que définies ci-avant, sont présentées sur le graphique ci-dessous modélisant les courbes journalières moyennes du BELPEX et du réseau BT hors week-end.

GRAPHIQUE 52 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – HORS WEEK-END – AVEC PLAGES HORAIRES INITIALES



Les plages horaires telles que définies ci-dessus se superposent et ne couvrent pas les 24 heures qui composent une journée. Sur le graphique suivant, la CWaPE ajuste les heures de ces plages horaires afin de couvrir 24 heures et ne plus avoir de superposition des plages. Il s'agit des plages horaires « corrigées ».

GRAPHIQUE 53 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – HORS WEEK-END – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES

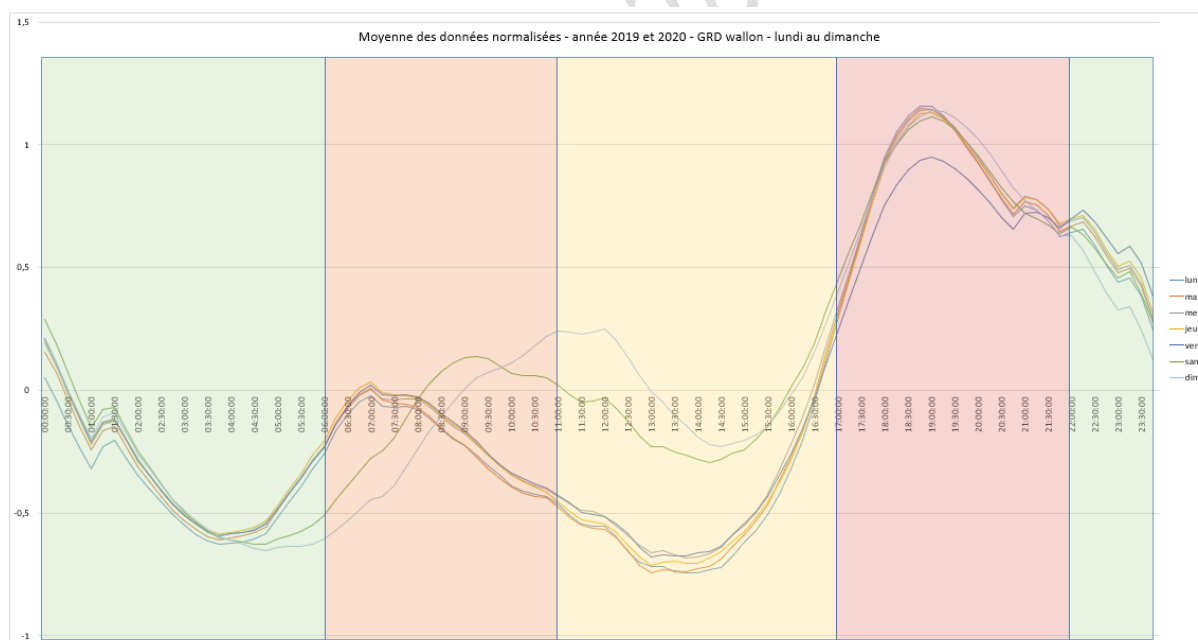


Les plages horaires proposées par la CWaPE pour la période régulatoire 2024-2028 et applicables aux utilisateurs de réseau basse tension dont la puissance de raccordement est inférieure à 56 kVA sont donc les suivantes :

- Les **heures du matin** : cette plage horaire débute à 6h et se termine à 11h. Cette plage horaire dure 5h consécutives.
- Les **heures solaires** : cette plage horaire débute à 11h et se termine à 17h. Cette plage horaire dure 6h consécutives.
- Les **heures du soir** : cette plage horaire débute à 17h et se termine à 22h00. Cette plage horaire dure 5h consécutives.
- Les **heures de nuit** : cette plage horaire débute à 22h00 et se termine à 6h00. Cette plage horaire dure 8h consécutives.

La suite de l'analyse consiste désormais à vérifier que ces plages horaires peuvent être appliquées au samedi et au dimanche. Le graphique ci-dessous présente les plages horaires sur les courbes de charges journalières moyennes du « GRD wallon », déclinées pour chaque jour du lundi au dimanche.

GRAPHIQUE 54 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES

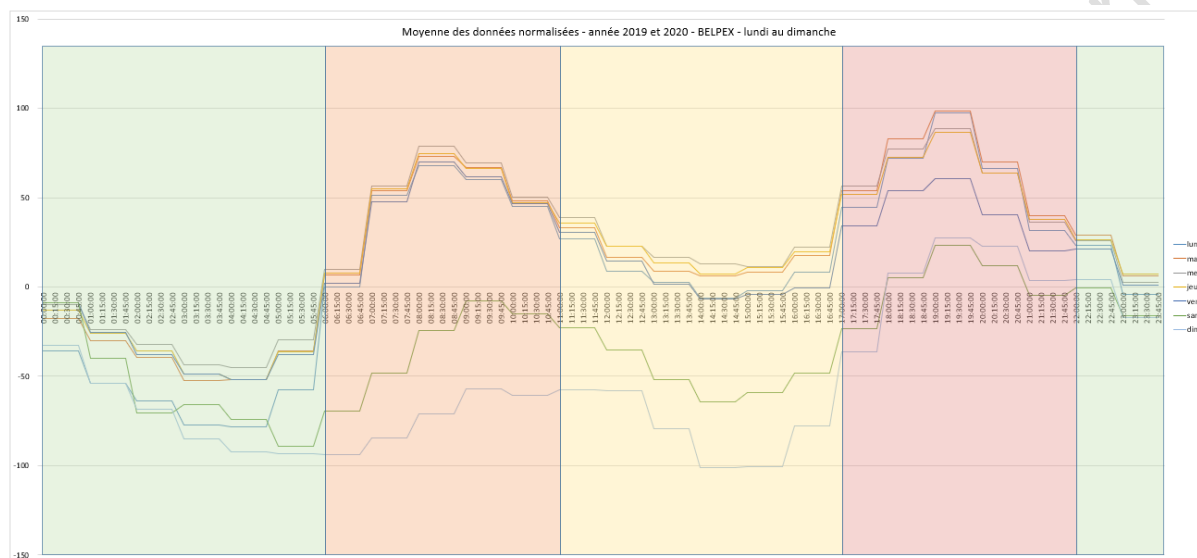


Le samedi et le dimanche, les consommations sont plus importantes au sein de la plage horaire des heures solaires. Cette plage horaire présente habituellement des niveaux de consommation inférieurs à ceux réalisés durant les heures du soir, le réseau offre donc, dans une certaine mesure, des capacités disponibles au sein de cette plage horaire. Dans un objectif d'utilisation rationnelle des réseaux de distribution, le comportement que l'on souhaite voir adopté par les URD de la BT est un déplacement des charges des heures du soir vers les plages horaires pendant lesquelles les réseaux subissent moins de contraintes, en priorité les heures solaires (pendant lesquelles la production photovoltaïque peut également être consommée) et les heures du soir. Bien que la pointe du soir ne soit pas plus faible le samedi ou le dimanche, les URD ont des prélèvements plus importants pendant

les heures solaires du samedi et du dimanche. Ce comportement de consommation pendant les heures solaires pourrait être dupliqués aux autres jours de la semaine, le but étant évidemment que ces consommations résultent d'un déplacement des prélèvements habituellement réalisés pendant les heures du soir.

Le graphique suivant présente ces mêmes plages horaires sur les courbes de prix journalières moyennes de l'indice BELPEX, déclinées pour chaque jour du lundi au dimanche.

GRAPHIQUE 55 COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE DE L'INDICE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR JOUR DE LA SEMAINE – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES

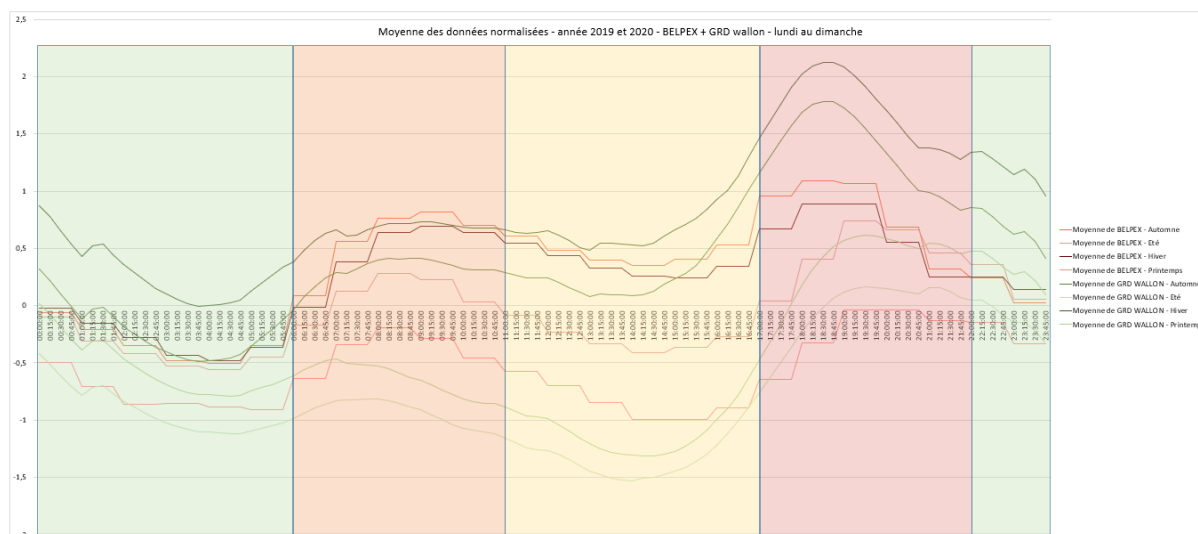


Les niveaux de prix sont généralement inférieurs le samedi et le dimanche, mais la courbe d'évolution des prix au cours de ces deux journées est similaire à celle des autres de la semaine.

⇒ **Les plages horaires définies sur les jours hors week-end sont également applicables aux jours du week-end.**

Ces plages horaires sont ensuite présentées sur les courbes journalières moyennes, déclinées par saison, représentant la charge du réseau BT et le prix de l'électricité sur le marché.

GRAPHIQUE 56 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE DU RÉSEAU BT « GRD WALLON » ET COURBE DE PRIX JOURNALIÈRE MOYENNE BELPEX – ANNEE 2019 ET 2020 – PAR SAISON – AVEC PLAGES HORAIRES CORRIGÉES



Bien que les niveaux de charge et de prix soient différents, les courbes ont une forme similaire quelle que soit la saison. On peut donc en déduire que certaines consommations, probablement liées au chauffage ou à la luminosité, sont réduites pendant le printemps et l'été, mais que les comportements de consommation ont des rythmes similaires quelle que soit la saison. Si l'on souhaite que les utilisateurs du réseau de distribution basse tension adoptent de nouveaux comportements de consommation permettant le déplacement des charges des heures du soir vers les heures solaires ou les heures de nuit, il est plus simple que ces nouveaux comportements puissent être adoptés tout au long de l'année.

⇒ **Les plages horaires peuvent être appliquées sans distinction des saisons.**

Les plages horaires, telles que proposées ci-dessus par la CWaPE, répondent aux objectifs de simplicité et de lisibilité. En effet, les journées sont découpées en 4 plages dont les horaires sont assez proches de la découpe usuelle qui est faite d'une journée, à savoir le matin, l'après-midi, le soir et la nuit. Ces plages horaires sont applicables 7 jours sur 7 et sont identiques tout au long de l'année. Elles couvrent entre 5h et 7h consécutives ce qui permet aux URD l'adoption de comportements de consommation (cycle de lavage économique d'un lave-vaisselle, cycle de lavage économique d'une lessiveuse, rechargement d'un véhicule électrique, mise à température d'eau chaude sanitaire, ...).

Par ailleurs, ces plages horaires sont statiques et en adéquation avec les prix de l'électricité sur le marché. Elles permettent donc aux fournisseurs d'électricité de créer de nouvelles offres de prix.

E. Les tarifs auxquels s'appliquent ces nouvelles plages horaires (articles 74, § 2, et 75, § 3)

En 2023, les plages horaires s'appliquent exclusivement au terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport ne prévoient pas de distinction de tarifs par plage horaire.

En 2024, la CWaPE propose d'appliquer ces nouvelles plages horaires au terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, et également au terme proportionnel du tarif pour la

gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport. Les comportements de consommation des utilisateurs du réseau de distribution basse tension ont un impact sur le niveau de charge du réseau de distribution, mais également sur celui du réseau de transport. Les modalités de facturation du terme capacitaire annuel appliquées par Elia, qui vise en particulier la pointe du soir durant les mois froids⁸², en est la preuve. Il semble donc cohérent d'appliquer ces plages horaires également aux tarifs de transport, ce qui renforce par ailleurs le signal tarifaire donné aux utilisateurs du réseau.

Pour la distribution et le transport, les tarifs pour les obligations de service public (articles 77 et 152) et les tarifs pour les surcharges (articles 78 et 152) ne se voient pas appliquer de plage horaire, ces tarifs n'étant en rien liés à la gestion et le développement des infrastructures de réseau. La même logique est appliquée aux tarifs pour les soldes régulateurs (articles 79 et 153).

F. Les utilisateurs de réseau auxquels s'appliquent ces nouvelles plages horaires (article 73, § 3)

Il n'est pertinent d'appliquer quatre plages horaires qu'aux utilisateurs de réseau disposant d'un compteur permettant d'enregistrer les prélèvements d'électricité sur le réseau dans quatre registres distincts.

En effet, l'objectif poursuivi par la création de ces quatre plages horaires est d'inciter les utilisateurs de réseau à déplacer leurs charges flexibles des plages horaires pendant lesquelles la contrainte du réseau est forte vers les plages horaires pendant lesquelles la contrainte du réseau est plus faible. Il paraît donc primordial de pouvoir allouer à chaque plage horaire les prélèvements et injections qui ont réellement eu lieu pendant ce laps de temps.

Pour les URD ne disposant pas de quatre registres distincts (URD ne disposant que d'un seul ou de deux registres de comptage), l'allocation des prélèvements aux quatre plages horaires devrait se faire à l'aide d'une courbe de répartition théorique de type SLP ou RLP, ce qui reviendrait à nier les déplacements de charges effectifs réalisés par l'utilisateur de réseau. En d'autres termes, que cet utilisateur de réseau déplace ou non ses charges, sa facture resterait inchangée et celui-ci ne serait donc pas incité à réellement déplacer ses charges.

La CWaPE prévoit donc, dans le projet de méthodologie tarifaire, que seuls les utilisateurs de réseau disposant d'un compteur communicant pourront opter pour ces quatre plages horaires.

L'application de quatre plages horaires aux utilisateurs de réseau disposant d'un compteur communicant est un **choix** et non une obligation. En effet, le RTDE prévoit, en son article V.19. §3., que :

« [...] l'URD qui dispose d'un compteur bihoraire ou d'un compteur intelligent peut choisir librement le type de facturation qu'il souhaite, notamment tarif simple ou double tarif, régime de comptage par défaut ou tout autre régime de comptage rendu possible par le MIG, pour autant qu'il soit compatible avec son compteur. Cette modification intervient à la demande de l'URD suivant la procédure prévue à

⁸² ELIA, Grid Access Tariffs Period 2020-2023, page 3: "The annual peak offtake is calculated ex post as the maximum peak during the quarters that fall within the annual peak tariff period during the last 12 months, i.e. the current invoicing month and the previous 11 months. The annual peak tariff period is defined as the period running from January to March and from November to December, from 17:00 to 20:00, excluding weekends or public holidays."

cet effet par le GRD et n'a pas d'effet rétroactif. Le GRD informera, selon les modalités définies dans le MIG, le fournisseur du client de ce changement. »

Afin d'inciter également les utilisateurs du réseau basse tension disposant d'un compteur électromécanique bihoraire à déplacer leurs charges vers les plages horaires pendant lesquelles les réseaux subissent moins de contraintes, la CWaPE propose également de modifier les plages horaires bihoraire comme suit :

- Plage des **heures pleines** : de 6h à 11h et de 17h à 22h ;
- Plage des **heures creuses** : de 11h à 17h et de 22h à 6h.

Ces plages horaires seront applicables 7 jours sur 7 et tout au long de l'année, sans distinction par saison, par analogie aux 4 plages horaires définies ci-avant.

2.2.1.4. Tensions tarifaires (article 76)

Les heures de nuit et les heures solaires représentent les périodes pendant lesquelles les consommations des utilisateurs du réseau basse tension sont moins importantes et, par conséquent, les problèmes de congestion sont peu présents. Ces deux plages horaires devraient donc se voir attribuer une tarification de type « heures creuses ». Les heures du matin et les heures du soir représentent les périodes pendant lesquelles les consommations des utilisateurs du réseau basse tension sont plus importantes et, par conséquent, la contrainte capacitaire sur le réseau est plus forte. Ces deux plages horaires devraient donc se voir attribuer une tarification de type « heures pleines ».

En 2023, les heures creuses couvrent 93h par semaine et les heures pleines 75h par semaine. Les nouvelles plages horaires prévoient 98 heures creuses par semaine (14h creuses/24h) et 70 heures pleines par semaine (10h pleines/24h). L'équilibre hebdomadaire entre le nombre d'heures plus chères et le nombre d'heures moins chères est donc conservé.

Afin de savoir quel niveau de tarif il convient d'associer à chaque plage horaire, et par conséquent quel niveau d'incitant il convient de mettre en œuvre pour favoriser les déplacements de charges des heures du soir et, dans une moindre mesure, du matin vers les heures solaires et de nuit, la CWaPE a établi des tensions tarifaires de référence entre les tarifs des différentes plages horaires. La tension entre deux tarifs est définie comme le quotient de la division de ces deux tarifs. Ainsi, un tarif dont la tension tarifaire est égale à 4 sera deux fois plus élevé qu'un tarif dont la tension tarifaire est égale à 2, le tarif de référence pour le calibrage de ces tarifs étant celui auquel est attribué la tension égale à 1. La CWaPE ne souhaite donc pas définir un niveau de tarif absolu (en €/kWh), mais bien les tensions que les gestionnaires de réseau doivent respecter entre les tarifs des différentes plages horaires.

Dans les sections suivantes, la CWaPE a tout d'abord analysé les tensions tarifaires existantes dans les grilles de distribution 2023 des gestionnaires de réseaux. Ensuite, à l'aide de simulations tarifaires basées sur différents profils de consommateurs, la CWaPE a établi une référence de tensions tarifaires permettant aux gestionnaires de réseaux de distribution d'établir les tarifs proportionnels de prélèvement applicables aux années 2024 à 2028.

A. Analyse des grilles tarifaires 2023

Dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE n'a pas précisé les tensions tarifaires à respecter entre les tarifs des différentes plages horaires. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont donc

établi leurs tarifs dans la continuité de leurs pratiques historiques. Le tableau ci-dessous reprend les tensions tarifaires telles qu'elles existent dans les grilles tarifaires de distribution applicables à l'année 2023 :

TABLEAU 46 TENSIONS TARIFAIRES ENTRE LES TARIFS PROPORTIONNELS POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION - 2023

	Tension heures pleines / heures creuses	Tension heures pleines / heures normales	Tension heures creuses / heures normales	Tension heures creuses / excl. Nuit
RESA	2,52	1,16	0,46	1,31
REW	1,42	1,09	0,77	1,00
AIEG	1,41	1,06	0,75	1,20
AIESH	1,80	1,04	0,58	1,26
ORES NAMUR	2,10	1,08	0,51	1,37
ORES HAINAUT	1,95	1,07	0,55	1,32
ORES EST	2,12	1,08	0,51	1,41
ORES LUX	2,09	1,08	0,52	1,39
ORES Verviers	2,07	1,08	0,52	1,38
ORES BW	2,12	1,08	0,51	1,38
ORES MOUSCRON	2,03	1,08	0,53	1,37
Moyenne pondérée	2,13	1,09	0,52	1,34

Les tensions tarifaires mises en œuvre par les différents gestionnaires de réseau en 2023 peuvent être divergentes. Ainsi, RESA est le gestionnaire de réseau qui a mis en œuvre la tension tarifaire la plus forte entre le tarif des heures pleines et le tarif des heures creuses avec une tension de 2,52 tandis que le REW et l'AIEG ont appliqué une tension tarifaire de respectivement 1,42 et 1,41 entre ces deux tarifs. La tension tarifaire moyenne entre le tarif des heures pleines et le tarif des heures normales est de 1,09. Les tensions tarifaires mises en œuvre par les gestionnaires de réseau sont assez proches de cette valeur moyenne. Seul RESA s'en écarte significativement avec une tension tarifaire de 1,16 entre le tarif des heures pleines et le tarif des heures normales. La tension tarifaire moyenne entre le tarif des heures creuses et le tarif des heures normales est de 0,52. Les tensions tarifaires mises en œuvre par les gestionnaires de réseau sont assez proches de cette valeur moyenne, sauf le REW et l'AIEG qui s'en écartent assez fortement avec des tensions tarifaires respectives de 0,77 et 0,75. Finalement, le REW est le seul gestionnaire de réseau qui applique des tarifs identiques pour les heures creuses et l'exclusif de nuit.

Sur la base de l'analyse de tensions tarifaires implémentées par les différents gestionnaires de réseau en 2023, il paraît difficile d'imposer des tensions tarifaires, voire des niveaux de tarifs, identiques aux différents gestionnaires de réseaux sans prendre le risque de créer, pour les utilisateurs du réseau de l'un ou l'autre GRD, des chocs tarifaires importants. C'est la raison pour laquelle la CWaPE se limitera à formuler des tensions tarifaires de référence et à établir une zone de variation possible autour de ces valeurs, permettant ainsi aux gestionnaires de réseau d'établir leurs tarifs dans le respect de l'objectif de stabilité tarifaire souhaité par rapport aux tarifs de l'année 2023.

B. Détermination des tensions tarifaires

La proposition de valeurs de référence pour les tensions tarifaires à mettre en œuvre entre les tarifs des quatre plages horaires est la suivante :

TABLEAU 47 TENSIONS TARIFAIRES 2024-2028 – 4 PLAGES HORAIRE

4 plages horaires	Tensions
Heures du matin	4
Heures solaires	1
Heures du soir	5
Heures de nuit	2

Les heures solaires ont le tarif le moins cher. Les heures de nuit ont une tension tarifaire de 2, ce qui signifie que le tarif y associé est deux fois plus cher que celui associé aux heures solaires. Le tarif de la plage horaire des heures du matin est deux fois plus cher que le tarif de la plage des heures de nuit et quatre fois plus cher que le tarif des heures solaires. Le tarif le plus élevé est évidemment celui des heures du soir. Il est cinq fois plus élevé que le tarif des heures solaires.

Ces tensions tarifaires sont testées dans le cadre du projet-pilote ACRus (**A**uto **C**onsumption in **R**eal estate for **us**) mené par IDETA en partenariat avec les sociétés HAULOGY et ENGIE sur le réseau du GRD ORES. Les grilles tarifaires du projet, mettant en œuvre les tensions présentées ci-dessus, ont été calibrées par ORES pour couvrir le revenu autorisé du GRD en basse tension. Ces tensions sont tout à fait réalistes et peuvent être mises en œuvre à large échelle.

Afin de simuler l'impact de ces tensions tarifaires sur la variation de la facture des URD, la CWaPE a appliqué ces tensions aux **tarifs moyens pondérés 2023 des GRD wallons**. Ces simulations sont donc une analyse *ceteris paribus* et ne peuvent être interprétées comme une approximation des tarifs de distribution des différents gestionnaires de réseau qui seront approuvés par le régulateur pour la période réglementaire 2024-2028.

Afin de réaliser ces simulations, la CWaPE a posé comme hypothèse (1) que le tarif des heures de nuit de 2024 est égal à la moyenne pondérée des tarifs heures creuses applicables en 2023 par les différents GRD. L'objectif étant d'appliquer ces plages horaires également au transport, la CWaPE a fictivement établi des tarifs heures pleines et heures creuses pour le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport applicable en 2022⁸³.

TABLEAU 48 ETABLISSEMENT DU TARIF HEURES DE NUIT 2024 (HYPOTHÈSE)

Hypothèse 1 : tarif heures de nuit 2024 = moyenne pondérée des tarifs heures creuses (D2023 + T2022)	
Tarif moyen pondéré heures creuses (distribution 2023)	0,0361887 €/kWh
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures normales (transport 2022) (1)	0,0135555 €/kWh
Tension heures creuses / heures normales (distribution 2023) (2)	0,52
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures creuses (transport 2022 - fictif) (1)*(2)	0,0070455 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures creuses (distribution 2023 + transport 2022)	0,0432342 €/kWh

Partant du tarif applicable à la plage horaire « heures de nuit » en 2024, les tensions tarifaires reprises au tableau 3 permettent de déduire le montant des tarifs applicables aux autres plages horaires.

⁸³ Les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport applicables à l'année 2023 ne seront connus qu'au mois de février 2023.

TABLEAU 49 ESTIMATION DE TARIFS APPLICABLES AUX 4 PLAGES HORAIRES 2024

4 plages horaires	Tensions	Tarif
Heures du matin	4	0,0864683
Heures solaires	1	0,0216171
Heures du soir	5	0,1080854
Heures de nuit	2	0,0432342

La CWaPE a également établi les tarifs qui seraient applicables aux clients facturés en bihoraire. Ainsi, la CWaPE a posé comme hypothèse (2) que le tarif des heures creuses de 2024 est identique au tarif des heures de nuit. Par analogie, l'hypothèse (3) est posée que le tarif des heures pleines de 2024 est égal à la moyenne pondérée des tarifs heures pleines applicables en 2023 par les différents GRD, augmenté du tarif fictif heures pleines pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport applicable en 2022. La tension tarifaire entre les heures pleines et les heures creuses est égale à 2,1.

TABLEAU 50 ETABLISSEMENT DU TARIF HEURES PLEINES 2024 (HYPOTHÈSE)

Hypothèse 3 : tarif heures pleines 2024 = moyenne pondérée des tarifs heures pleines (D2023 + T2022)	
Tarif moyen pondéré heures pleines (distribution 2023)	0,0759609 €/kWh
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures normales (transport 2022) (1)	0,0135555 €/kWh
Tension heures pleines / heures normales (distribution 2023) (2)	1,09
Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - heures pleines (transport 2022 - fictif) (1)*(2)	0,0148301 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures creuses (distribution 2023 + transport 2022)	0,0907911 €/kWh

Sur la base de ces tarifs, il est désormais possible de calculer la tension tarifaire des tarifs heures pleines et heures creuses par rapport au tarif des heures solaires (valeur égale à 1).

TABLEAU 51 TENSIONS TARIFAIRES 2024-2028 – 2 PLAGES HORAIRE

2 plages horaires	Tensions	Tarif
Heures de Pleines	4,2	0,0907911
Heures de creuses	2,0	0,0432342
Heures solaires	1,0	0,0216171

Finalement, la CWaPE a établi le tarif qui serait applicable aux clients facturés en mono-horaire. À cette fin, la CWaPE a posé comme hypothèse (4) que le tarif des heures normales de 2024 est égal au tarif des heures pleines de 2024, divisé par la tension tarifaire moyenne pondérée entre les heures pleines et les normales en 2023.

TABLEAU 52 ETABLISSEMENT DU TARIF HEURES NORMALES 2024 (HYPOTHÈSE)

Hypothèse 4 : tarif heures normales 2024 = tarif heures pleines 2024 / tension HP-HN 2023	
Tarif heures pleines 2024 (1)	0,0907911 €/kWh
Tension heures pleines / heures normales (distribution 2023) (2)	1,09
Tarif heures normales 2024 (1)/(2)	0,0829877 €/kWh

Sur la base de ce tarif, il est désormais possible de calculer la tension tarifaire entre le tarif des heures normales et le tarif des heures solaires (valeur égale à 1).

TABLEAU 53 TENSION TARIFAIRE 2024-2028 – 1 PLAGE HORAIRE

1 plage horaire	Tensions	Tarif
Heures normales	3,8	0,0829877
Heures solaires	1,0	0,0216171

La CWaPE rappelle que les tarifs repris aux tableaux 48 à 53 ci-dessus sont établis dans l'unique but de simuler l'impact des tensions tarifaires entre les plages horaires sur la facture des utilisateurs du réseau basse tension. Il ne s'agit nullement de recommandations en termes de tarifs absolus à l'égard des gestionnaires de réseau de distribution.

C. Simulations – client-type RLP3500

Le client-type utilisé par la CWaPE pour simuler l'impact des tensions tarifaires des quatre plages horaires sur la facture *gridfee* des URD est le client-type « RLP3500 ». Ce dernier est établi par la CWaPE comme étant un utilisateur du réseau basse tension dont les prélèvements annuels bruts et nets (EAV) s'élèvent à 3.500 kWh et dont la courbe de charge correspond au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022. L'utilisation de ce profil permet notamment de vérifier le respect du nouvel article 4, § 2, 27°, du décret tarifaire, qui impose que : « [...] *les consommateurs qui ne souhaitent pas apporter de la flexibilité au système énergétique ou qui ont une faible consommation ne soient pas pénalisés financièrement par la nouvelle structure tarifaire* ». Ce profil peut être considéré comme représentatif d'un usage électrique traditionnel et raisonnable du réseau de distribution et qui ne comporte que peu de charges déplaçables.

Voici la répartition des volumes de consommation du client-type RLP3500 sur les différentes plages horaires de 2023 et 2024 :

TABLEAU 54 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DU CLIENT-TYPE RLP3500 SUR LES DIFFÉRENTES PLAGES HORAIRES DE 2023 ET 2024

		RLP3500
2023	Heures pleines	1746
	Heures creuses	1754
	TOTAL	3500
2024	Heures du matin	723
	Heures solaires	962
	Heures du soir	878
	Heures de nuit	937
	TOTAL	3500
	Heures pleines	1601
	Heures creuses	1899

Les simulations du montant facturé à ce client-type RLP3500 en 2023 et en 2024 pour les tarifs auxquels s'appliquent des plages horaires, c'est-à-dire aux tarifs proportionnels pour l'utilisation du réseau de distribution et aux tarifs proportionnels pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport, sont reprises ci-dessous :

TABLEAU 55 TARIFS MOYENS PONDÉRÉS 2023

Tarifs moyens pondérés 2023	
Tarif moyen pondéré heures normales	0,0695788 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures pleines	0,0759609 €/kWh
Tarif moyen pondéré heures creuses	0,0361887 €/kWh
Tarif transport (2022)	0,0135555 €/kWh

Les résultats des simulations des tarifs établis par la CWaPE pour les années 2023⁸⁴ et 2024⁸⁵ et appliqués au client-type RLP3500 sont détaillées ci-dessous. Ces simulations ne couvrent pas l'ensemble du *gridfee* mais uniquement les tarifs référencés I. C. dans la grille distribution et I. b. dans la grille transport.

TABLEAU 56 SIMULATIONS TARIFS 2023 ET 2024 – CLIENT-TYPE RLP3500

Facture de référence 2023 - bi-horaire		Facture de référence 2023 - mono-horaire	
Heures pleines (Distribution)	122	Heures normales (Distribution)	244
Heures creuses (Distribution)	69	Transport (2022)	47
Transport (2022)	47	Total	291
Total	238		22%

Facture 2024 - 4 plages		Facture 2024 - 2 plages		Facture 2024 - 1 plage	
Heures du matin	63	Heures pleines	159	Heures normales	290
Heures solaires	21	Heures creuses	76	Total	290
Heures du soir	95	Total	234	Delta 2023/2024	53
Heures de nuit	41	Delta 2023/2024	-3		22%
Total	219		-1%		
Delta 2023/2024	-19				

Le montant payé en 2023 par le client-type RLP3500 bihoraire pour les tarifs référencés I. C. dans la grille distribution et I. b. dans la grille transport (les tarifs proportionnels associés à des plages horaires en 2024) s'élève à 238€. Si ce client est facturé en mono-horaire, il paye alors 291€, soit 22% de plus. Les tarifs 2024, tels que calibrés ci-dessus, et les nouvelles plages horaires y associées, génèrent une facture de 234€ pour le client RLP3500 en bihoraire, soit une facture très proche de celle de 2023, ce qui est logique au vu des hypothèses prises pour calibrer les tarifs (la variation provient des heures associées à chaque plage horaire en 2023 et en 2024). Le client mono-horaire payera 290€ en 2024, soit à nouveau un montant très proche de celui de 2023. Pour le client RLP3500 disposant d'un compteur communicant et ayant fait le choix d'une tarification basée sur les quatre plages horaires, on constate une diminution de la facture de -8% par rapport à la tarification de 2023 en bihoraire (-7% par rapport à 2024 en bihoraire). À comportement de consommation inchangé, l'URD qui consomme peu et dont le profil de consommation est identique à la courbe de charge moyenne du réseau basse tension en Région wallonne voit sa facture inchangée entre 2023 et 2024 du fait des nouvelles plages horaires appliquées aux compteurs bihoraire et est incité à placer un compteur communicant et à passer à une tarification basée sur les quatre plages horaires.

⁸⁴ Tarifs moyens pondérés 2023 des GRD wallons.

⁸⁵ Ces tarifs sont établis sur la base des tarifs moyens pondérés 2023 des GRD wallons et des tensions tarifaires proposées par la CWaPE. Ils ne permettent pas de simuler l'impact de l'application des tensions tarifaires sur les tarifs de chaque GRD individuellement.

- **Simulations – Autres profils URD**

Afin de réaliser des simulations tarifaires sur d'autres profils, la CWaPE a eu recours à l'utilisation de profils de consommations quart-horaire de plusieurs utilisateurs du réseau basse tension. Certains profils de consommation sont théoriques, d'autres sont réels, et enfin certaines charges liées à des applications spécifiques, telles que le rechargement d'un véhicule électrique ou le fonctionnement d'une pompe à chaleur, ont été ajoutées à des profils initiaux théoriques ou réels.

Les tarifs auxquels s'appliquent des plages horaires sont les tarifs moyens pondérés de 2023 et 2024, tels que définis aux tableaux 48 à 53 ci-dessus. Les simulations réalisées ci-dessous portent sur le *gridfee* total, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs repris dans les grilles de prélèvement pour la distribution et le transport (HTVA). En distribution, la CWaPE a calculé un tarif moyen pondéré pour les obligations de service public et pour les surcharges. Ces tarifs restent inchangés entre 2023 et 2024. Pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, ce sont les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges applicables à partir du 1^{er} mars 2022 qui sont utilisés et qui restent inchangés entre 2023 et 2024.

La CWaPE rappelle que les tarifs repris aux tableaux 48 à 53 ci-dessus, ainsi que les tarifs moyens pondérés pour les OSP et les surcharges en distribution et en transport, sont établis dans l'unique but de simuler l'impact des tensions tarifaires entre les plages horaires sur la facture des utilisateurs du réseau basse tension. Il ne s'agit nullement de recommandations en termes de tarifs absolus à l'égard des gestionnaires de réseau de distribution.

- **Profils théoriques**

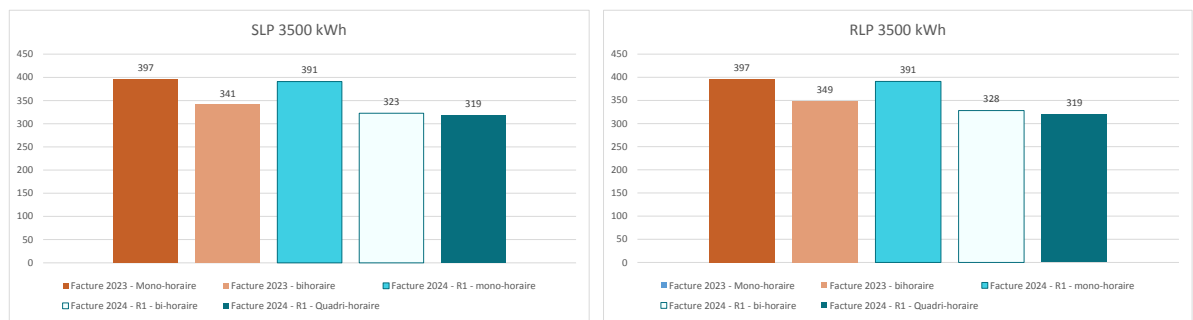
La CWaPE a tout d'abord simulé des profils de consommation théoriques, basés sur la courbe de charge SLP S22 de l'année 2021 et sur la courbe de charge correspondant au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022, pour des niveaux de consommation annuels de 3.500 kWh et 5.000 kWh. La répartition des prélèvements de ces quatre profils théoriques sur les différentes plages horaires est reprise ci-dessous :

TABLEAU 57 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS-TYPE RLP3500, SLP 3500, RLP 5000 ET SLP 5000 SUR LES DIFFÉRENTES PLAGES HORAIRES DE 2023 ET 2024

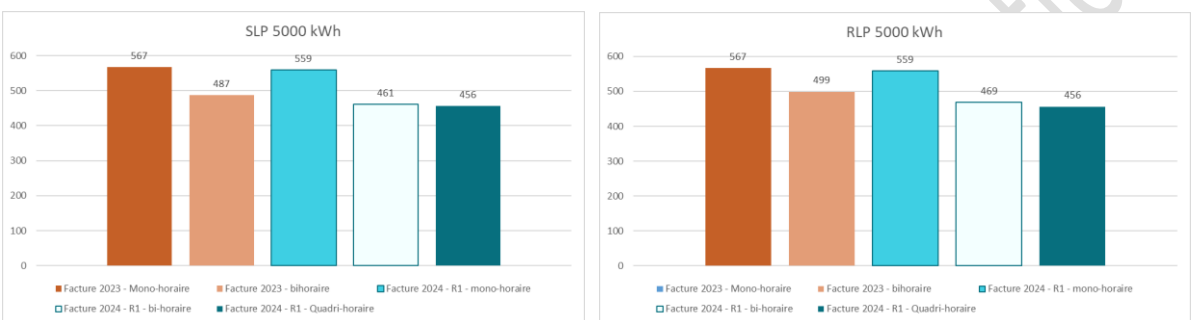
		RLP 3500	SLP 3500	RLP 5000	SLP 5000
2023	Heures pleines	1746	1534	2495	2191
	Heures creuses	1754	1966	2505	2809
	TOTAL	3500	3500	5000	5000
2024	Heures du matin	723	639	1033	913
	Heures solaires	962	719	1374	1027
	Heures du soir	878	846	1255	1209
	Heures de nuit	937	1295	1338	1850
	TOTAL	3500	3500	5000	5000
	Heures pleines	1601	1486	2288	2122
	Heures creuses	1899	2014	2712	2877

Les graphiques suivants simulent le montant du *gridfee* en 2023 et 2024, selon l'application d'une, de deux ou de quatre plages horaires, pour les profils de consommation détaillés ci-dessus.

GRAPHIQUE 57 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 3500 ET RLP 3500



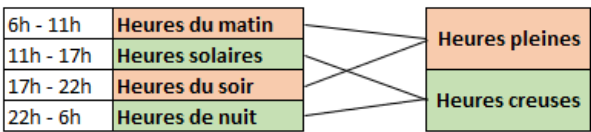
GRAPHIQUE 58 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 5000 ET RLP 5000



En 2023 et 2024, les clients théoriques SLP 3500, RLP 3500, SLP 5000 et RLP 5000 sont fortement incités à passer du mono-horaire au bihoraire avec des économies allant de -12% à -18% sur la partie *gridfee* de la facture.

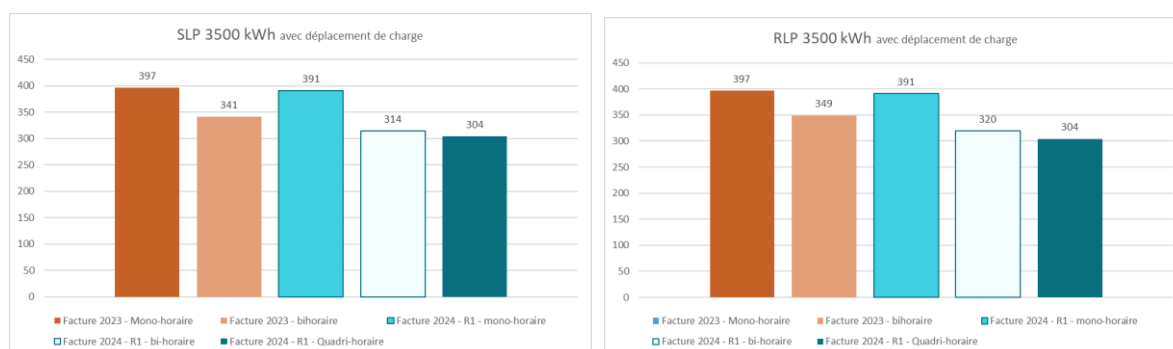
Pour ces client-types, l’incitant à passer de deux à quatre plages horaires en 2024 est assez faible, à profil de consommation inchangé : -1% pour le SLP 3500 et le SLP 5000 et -3% pour le RLP 3500 et le RLP 5000.

Il n’y a effectivement pas d’incitant significatif à opter *a priori* pour une tarification basée sur quatre plages horaires lorsque l’on est en bihoraire puisque la plage horaire des heures pleines et la plage horaire des heures creuses du bihoraire sont respectivement alignées sur les horaires des plages des heures du matin et du soir et sur les horaires des plages des heures solaires et des heures de nuit.

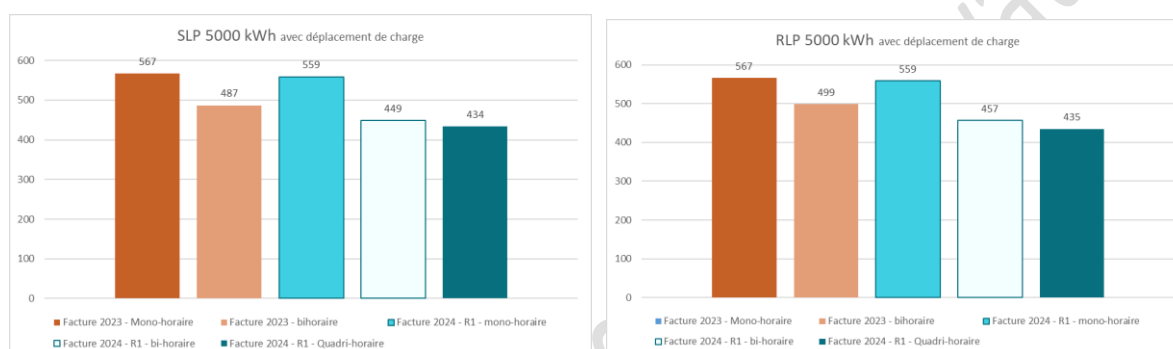


Ce n’est qu’en déplaçant une partie de sa consommation des heures les plus chères vers les heures les moins chères que l’utilisateur pourra trouver avantage à une tarification de réseau basée sur quatre plages horaires. Ci-dessous, la CWaPE a simulé le déplacement de 5% de la consommation annuelle de ces clients fictifs des heures du soir (les plus chères) vers les heures solaires (les moins chères).

GRAPHIQUE 59 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 3500 ET RLP 3500 – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE



GRAPHIQUE 60 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – SLP 5000 ET RLP 5000 – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE



Avec la simulation de ce déplacement de charge des heures du soir vers les heures solaires, l'incitant à passer de deux à quatre plages horaires en 2024 passe de -1% à -3% pour le SLP 3500 et le SLP 5000 et -3% à -5% pour le RLP 3500 et le RLP 5000. L'incitant est plus important que précédemment, mais reste limité.

• Profils réels

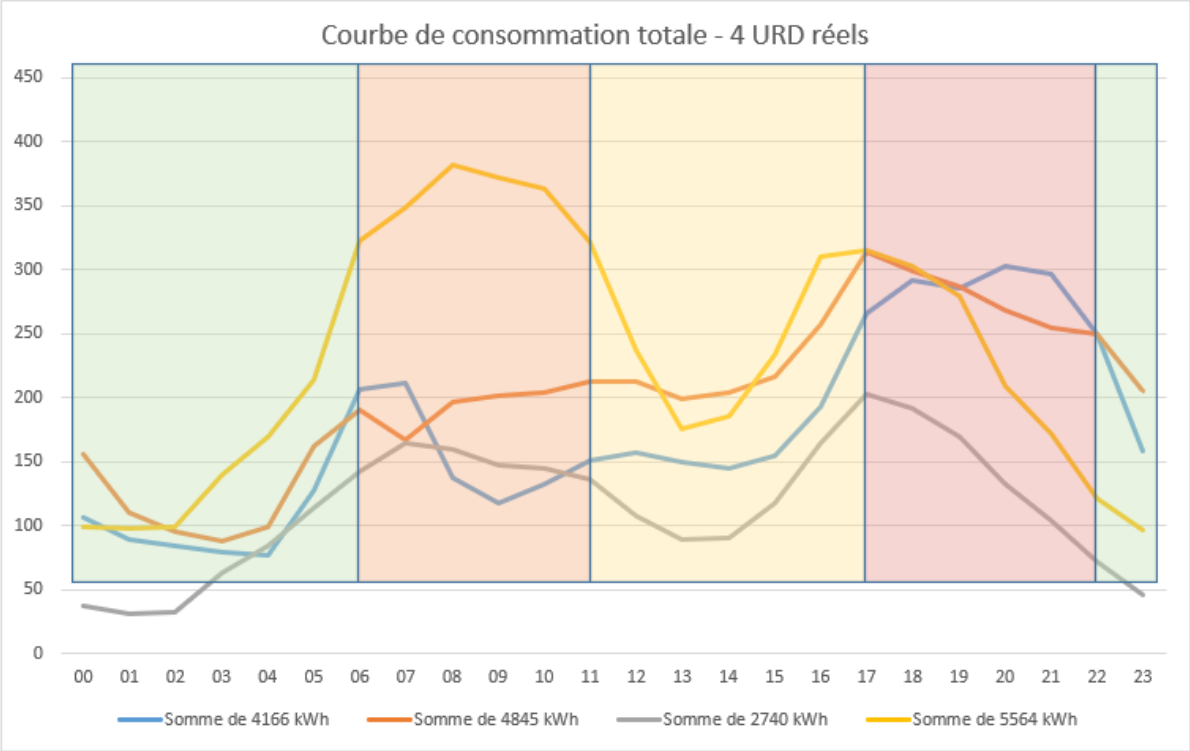
Les simulations suivantes sont basées sur des profils réels d'utilisateurs du réseau basse tension. Ces profils ont été communiqués à la CWaPE par RESA et ont été recueillis dans le cadre d'un projet-pilote mené en 2019. Ces clients ont un niveau de consommation électrique standard. Ils ne sont pas équipés de panneaux photovoltaïques et se chauffent à l'aide d'une chaudière fonctionnant au mazout. La répartition des prélèvements de ces quatre profils réels sur les différentes plages horaires est reprise ci-dessous :

TABLEAU 58 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH SUR LES DIFFÉRENTES PLAGES HORAIRES DE 2023 ET 2024

		4166 kWh	4845 kWh	2740 kWh	5564 kWh
2023	Heures pleines	2113	2141	1508	3179
	Heures creuses	2053	2704	1232	2386
	TOTAL	4166	4845	2740	5564
2024	Heures du matin	805	959	757	1788
	Heures solaires	950	1300	704	1464
	Heures du soir	1441	1422	799	1278
	Heures de nuit	970	1165	480	1034
	TOTAL	4166	4845	2740	5564
	Heures pleines	2246	2380	1556	3066
	Heures creuses	1920	2465	1184	2498

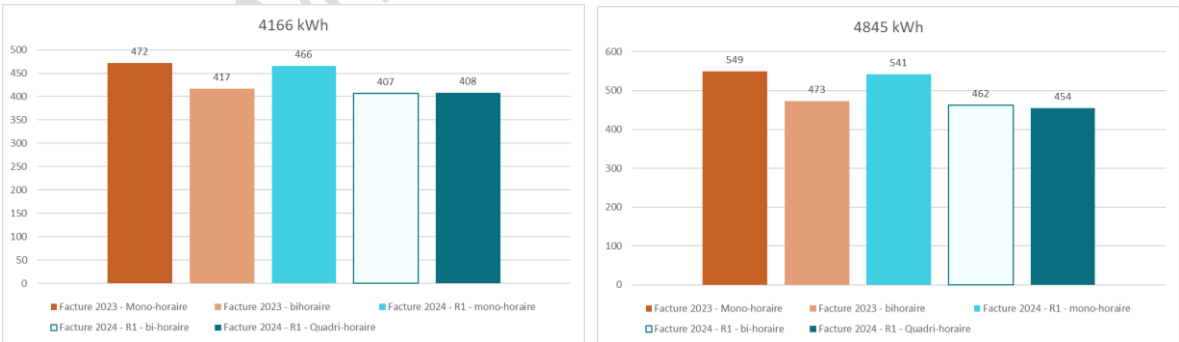
La consommation annuelle totale de ces quatre URD a été modélisée en fonction des heures de la journée. Les quatre plages horaires ont été représentées et permettent de voir au sein de quelles plages horaires se situent les consommations de ces URD.

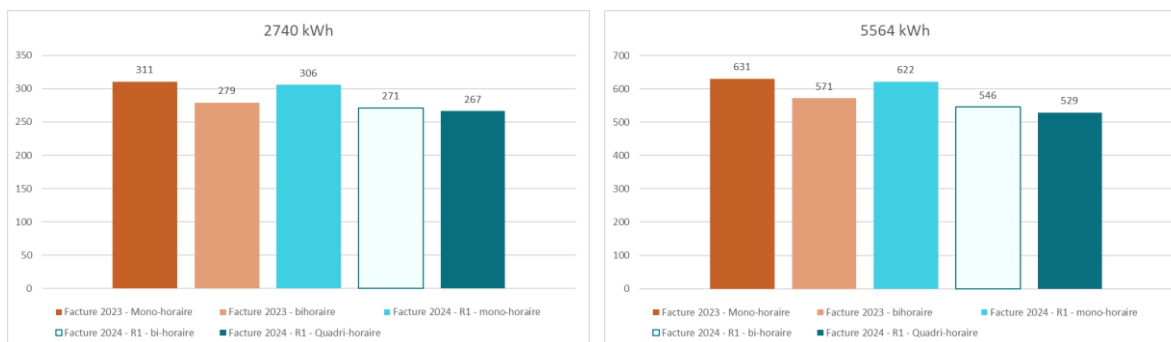
GRAPHIQUE 61 MODÉLISATION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES CLIENTS RÉELS 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH SUR LES 4 PLAGES HORAIRES DE 2024



Les graphiques suivants simulent le montant du *gridfee* en 2023 et 2024, selon l'application d'une, de deux ou de quatre plages horaires, pour les profils de consommation détaillés ci-dessus.

GRAPHIQUE 62 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH

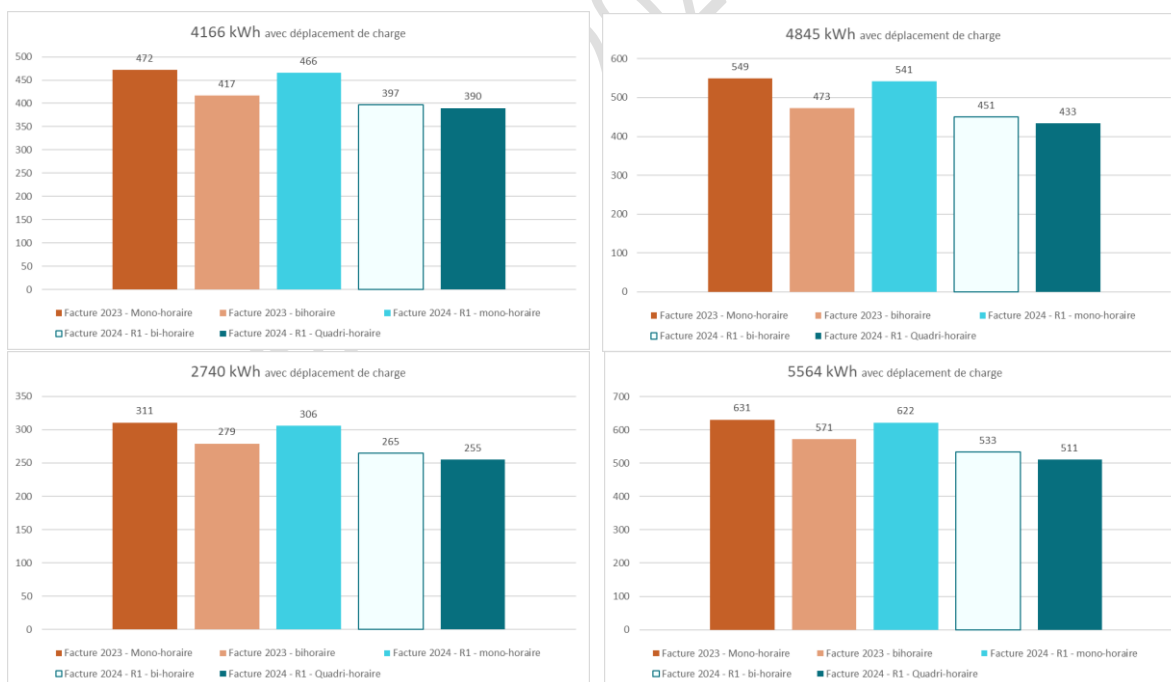




En 2023 et 2024, les URD (réels) consommant 4166 kWh, 4845 kWh, 2740 kWh et 5564 kWh par an sont incités à passer du mono-horaire au bihoraire avec des économies allant de - 9% à - 15% sur la partie *gridfee* de la facture. Pour ces clients, l'incitant à passer de deux plages horaires à quatre plages horaires en 2024 est assez faible (0% pour le 4166 kWh à -3% pour le 5564 kWh), à profil de consommation inchangé.

À nouveau, la CWaPE a simulé le déplacement de 5% de la consommation annuelle de ces clients réels. Pour les URD consommant 4166 kWh, 4845 kWh et 2740 kWh par an, le déplacement de charge a été réalisé des heures du soir (les plus chères) vers les heures solaires (les moins chères). Pour le client consommant 5564 kWh/an, il semble plus probable que ce soit la consommation des heures du matin qui soit déplacée vers les heures solaires.

GRAPHIQUE 63 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH, 4845 KWH, 2740 KWH ET 5564 KWH – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE



Avec la simulation de ce déplacement de charge vers les heures solaires, l'incitant à passer de deux à quatre plages horaires en 2024 augmente de 0% à -2% pour l'URD consommant 4166 kWh/an et de -2% ou -3% à -4% pour les trois autres URD. À nouveau, l'incitant est plus fort que précédemment, mais reste limité.

- **Rechargement véhicule électrique**

La CWaPE a simulé des profils de consommation incluant le rechargement de véhicules électriques (VE). À cette fin, la CWaPE a établi quatre profils de recharge de VE. Ces profils et leurs hypothèses sous-jacentes sont détaillés ci-dessous :

TABLEAU 59 PROFIL VE1 : RECHARGE LENTE - RETOUR TRAVAIL

Hypothèses VE1			
Puissance de charge	3,7 kW	Heures de charge	
1h de charge	3,7 kWh	lundi	/
conso voiture	17 kWh/100km	mardi	18h30 - 00h00
trajet lun-ven	60 km	mercredi	18h30 - 21h15
trajet WE	30 km	jeudi	/
Capacité batterie	40 kW	vendredi	18h30 - 00h00
Autonomie	235 km	samedi	/
Autonomie kWh	40 kWh	dimanche	13h00 - 15h45

TABLEAU 60 PROFIL VE2 : RECHARGE SEMI-RAPIDE - RETOUR TRAVAIL TARD ET LONGS TRAJETS

Hypothèses VE2			
Puissance de charge	7,36 kW	Heures de charge	
1h de charge	7,36 kWh	lundi	19h00 - 23h15
conso voiture	21 kWh/100km	mardi	20h00 - 00h15
trajet lun-ven	150 km	mercredi	18h30 - 22h45
trajet WE	30 km	jeudi	21h00 - 01h15
Capacité batterie	100 kW	vendredi	17h30 - 21h45
Autonomie	476 km	samedi	/
Autonomie kWh	100 kWh	dimanche	13h00 - 14h45

TABLEAU 61 PROFIL VE3 : RECHARGE LENTE - NUIT ET W-E APRÈS-MIDI

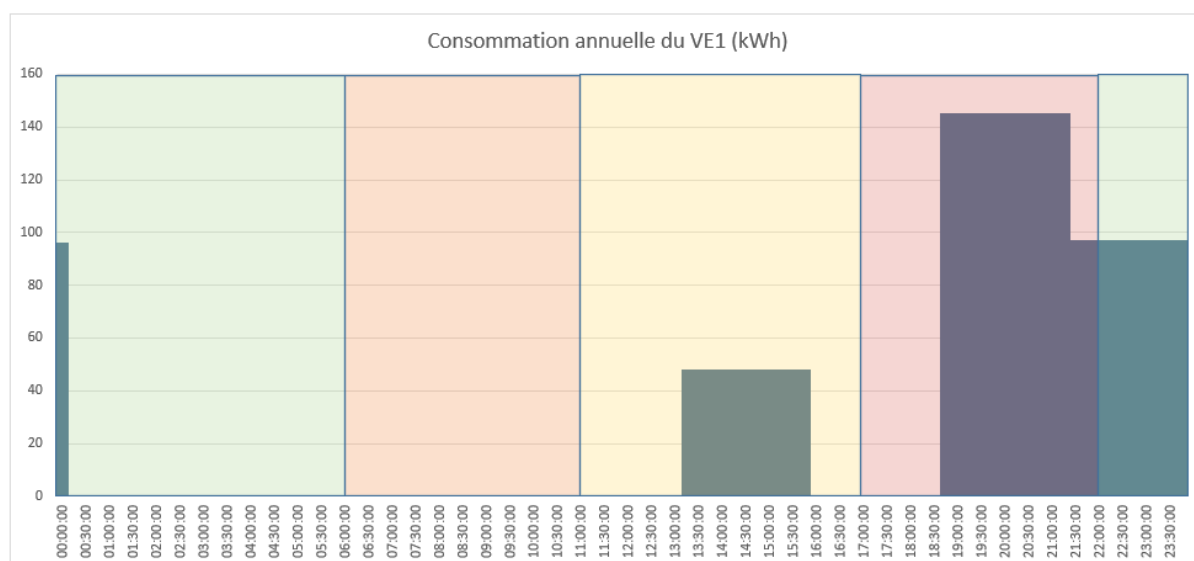
Hypothèses VE3			
Puissance de charge	3,7 kW	Heures de charge	
1h de charge	3,7 kWh	lundi	/
conso voiture	17 kWh/100km	mardi	23h00 - 4h30
trajet lun-ven	60 km	mercredi	23h00 - 1h45
trajet WE	30 km	jeudi	/
Capacité batterie	40 kW	vendredi	23h00 - 4h30
Autonomie	235 km	samedi	/
Autonomie kWh	40 kWh	dimanche	13h00 - 15h45

TABLEAU 62 PROFIL VE4 : RECHARGE LENTE - TÉLÉTRAVAIL 3J/SEMAINE

Hypothèses VE4				
Puissance de charge	3,7 kW	Heures de charge		
1h de charge	3,7 kWh	lundi	/	télétravail
conso voiture	17 kWh/100km	mardi	/	travail
trajet travail	60 km	mercredi	12h00 - 15h15	télétravail
trajet télétravail	5 km	jeudi	/	travail
trajet WE	30 km	vendredi	12h00 - 15h00	télétravail
Capacité batterie	40 kW	samedi	/	
Autonomie	235 km	dimanche	12h00 - 14h45	
Autonomie kWh	40 kWh			

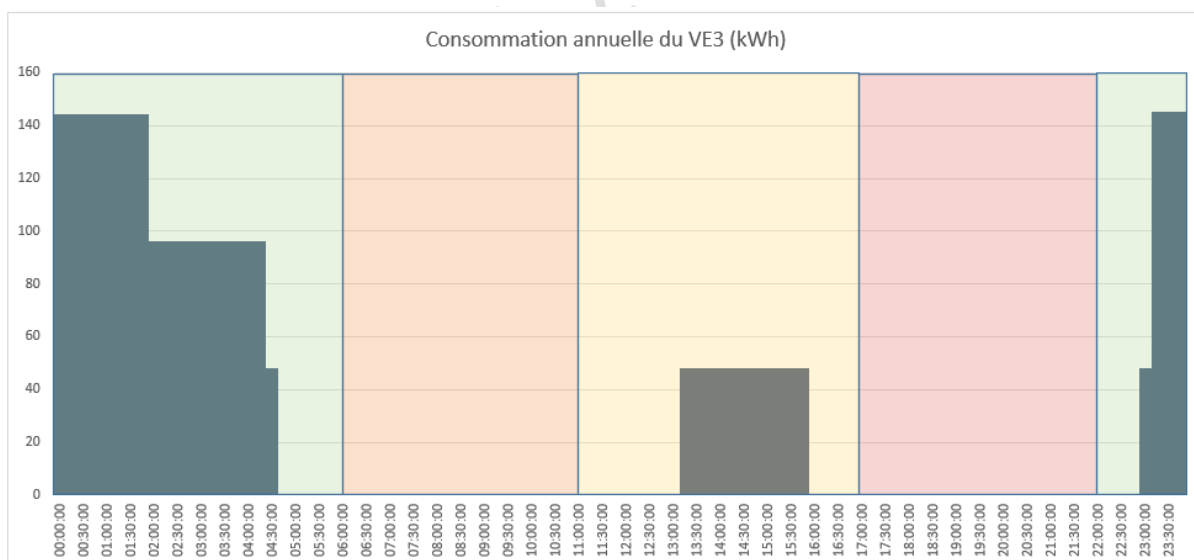
Les graphiques suivants présentent les quatre profils de charge de véhicule électriques sur les quatre plages horaires.

GRAPHIQUE 64 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE1 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES

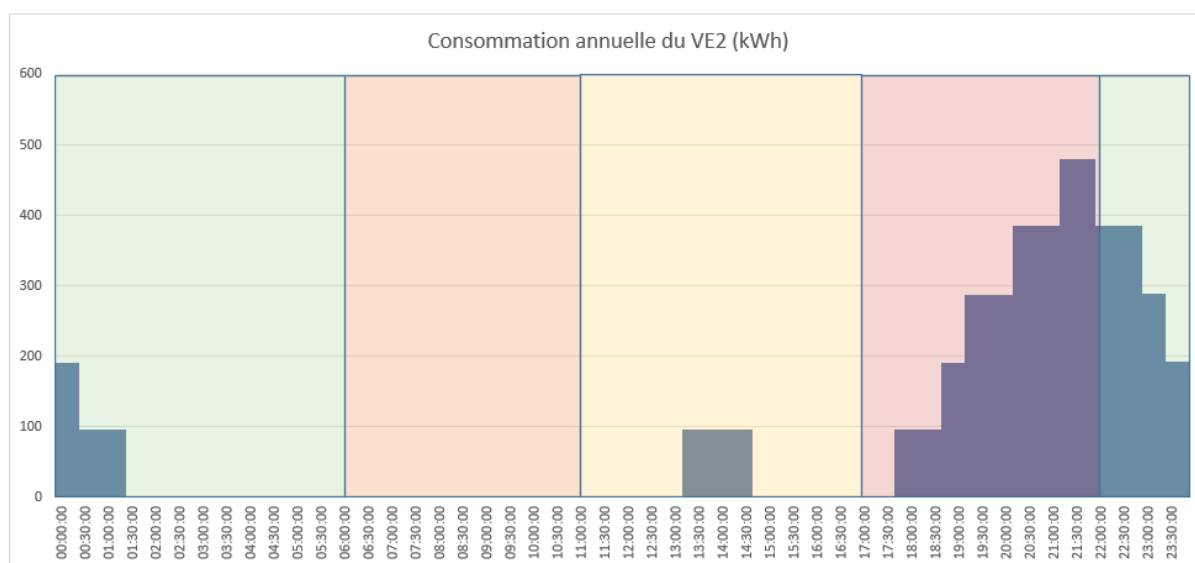


Le rechargement du VE3 consomme le même volume d'électricité (kWh) que le VE1, avec la même puissance de charge, mais dans le cas du VE3, aucune recharge n'est effectuée pendant les heures du soir. En effet, les rechargements du soir (à partir de 18h30) sont postposés dans la plage horaire des heures de nuit (à partir de 23h00).

GRAPHIQUE 65 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE3 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES

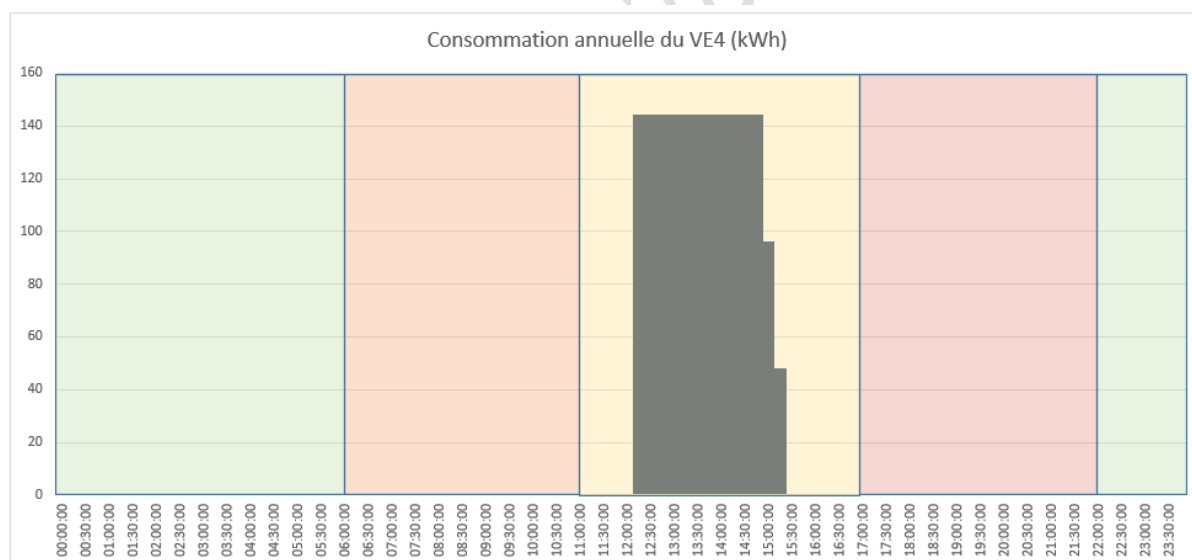


GRAPHIQUE 66 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE2 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES



Pour le VE4, la totalité des rechargements du VE sont effectués durant les heures solaires.

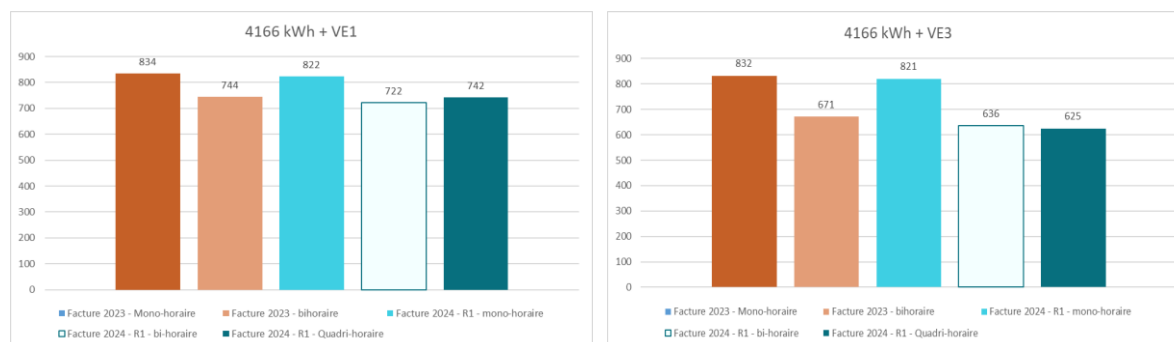
GRAPHIQUE 67 CONSOMMATION ANNUELLE POUR LE RECHARGEMENT DU VE4 AU REGARD DES PLAGES HORAIRES



Ces prélèvements relatifs au rechargement de véhicules électriques doivent être superposés à des profils de consommation réels. Les profils de consommation réels choisis pour ces simulations sont les profils 4166 kWh et 5564 kWh présentés précédemment.

Les graphiques ci-dessous sont réalisés sur la base du profil réel 4166 kWh et des quatre profils de charge de véhicules électriques :

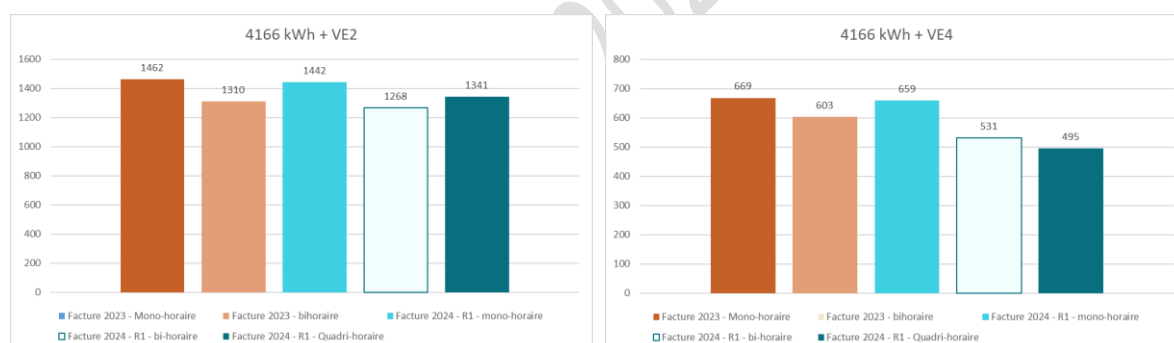
GRAPHIQUE 68 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + VE1 ET URD 4166 KWH + VE3



L'URD consommant 4.166 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE1, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 742€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 722€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages ne lui octroie pas *a priori* d'avantage sur ses coûts de réseau.

En déplaçant ses rechargements des heures du soir vers les heures de nuit (VE3), l'URD ayant fait le choix de quatre plages horaires économise 117€ (-16%) sur ses coûts de réseau. Si cet URD fait le choix de deux plages horaires, le déplacement des rechargements lui permet d'économiser 86€ (-12%). Dans ce cas, l'URD qui déplace le rechargement de son véhicule électrique des heures du soir vers les heures de nuit a intérêt à choisir une tarification de réseau qui se base sur les quatre plages horaires.

GRAPHIQUE 69 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + VE2 ET URD 4166 KWH + VE4

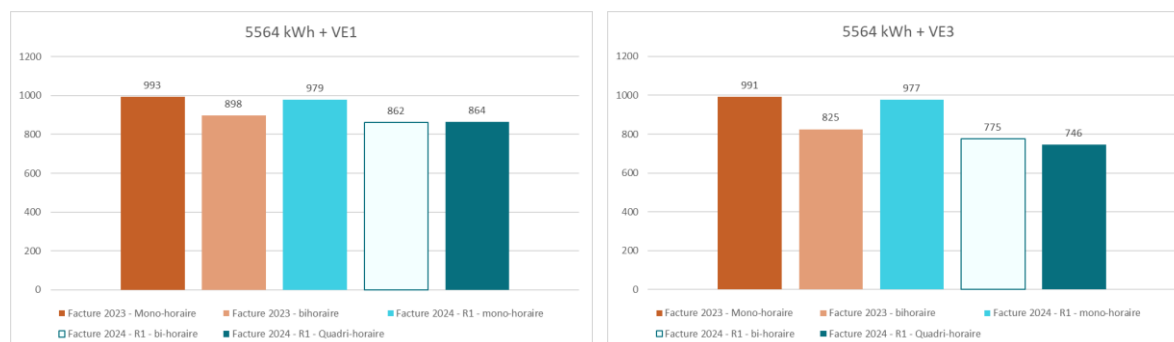


L'URD consommant 4.166 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE2, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 1.341€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 1.268€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages ne lui octroie *a priori* pas d'avantage sur ses coûts de réseau. Il est important de noter que ce **profil de charge VE2 est le plus contraignant pour le réseau de distribution**.

L'URD consommant 4.166 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE4, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 495€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 531€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages est avantageux pour l'utilisateur de réseau. **Le profil de charge VE4 est effectivement le plus favorable pour le réseau** puisque la puissance de charge est de 3,7 kW et que l'ensemble des recharges sont effectuées durant les heures solaires.

Les graphiques ci-dessous sont réalisés sur la base du profil réel 5564 kWh et des quatre profils de charge de véhicules électriques :

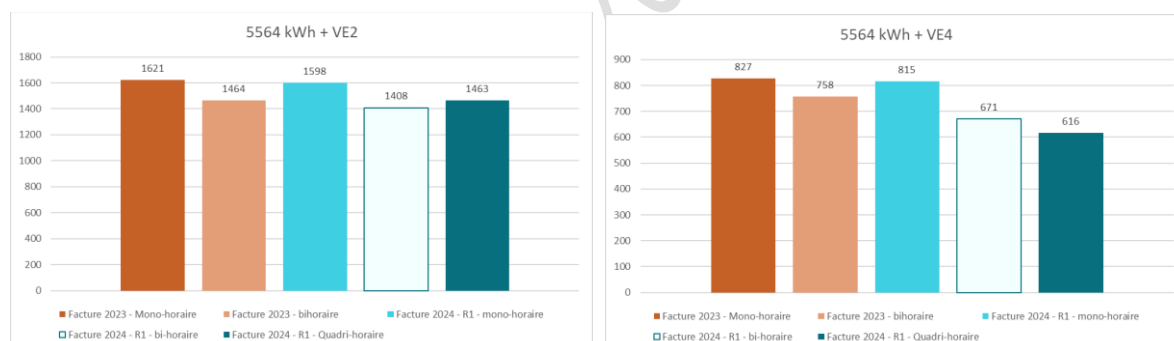
GRAPHIQUE 70 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 5564 KWH + VE1 ET URD 4166 KWH + VE3



L'URD consommant 5.564 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE1, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 864€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 862€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre ou deux plages tarifaires n'a quasiment pas d'impact sur le montant de ses coûts de réseau.

En déplaçant ses rechargements des heures du soir vers les heures de nuit (VE3), l'URD ayant fait le choix de quatre plages horaires économise 117€ (-14%) sur ses coûts de réseau. Si cet URD fait le choix de deux plages horaires, le déplacement des rechargements lui permet d'économiser 86€ (-10%). Dans ce cas, l'URD qui déplace le rechargement de son véhicule électrique des heures du soir vers les heures de nuit a intérêt à choisir une tarification de réseau qui se base sur les quatre plages horaires.

GRAPHIQUE 71 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 5564 KWH + VE2 ET URD 4166 KWH + VE4



L'URD consommant 5.564 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE2, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 1.463€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 1.408€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages ne lui octroie *a priori* pas d'avantage sur ses coûts de réseau. Il est important de noter que ce **profil de charge VE2 est le plus contraignant pour le réseau de distribution**.

L'URD consommant 5.564 kWh par an et qui recharge, en sus de cette consommation, un véhicule électrique selon le profil de charge VE4, paierait, en 2024, des coûts de réseau de 616€ s'il fait le choix de quatre plages horaires, et de 671€ s'il fait le choix de deux plages horaires. Dans ce cas, le choix de quatre plages est avantageux pour l'utilisateur de réseau. **Le profil de charge VE4 est effectivement le plus favorable pour le réseau** puisque la puissance de charge est de 3,7 kW et que l'ensemble des recharges sont effectuées durant les heures solaires.

- **Pompes à chaleur (PAC)**

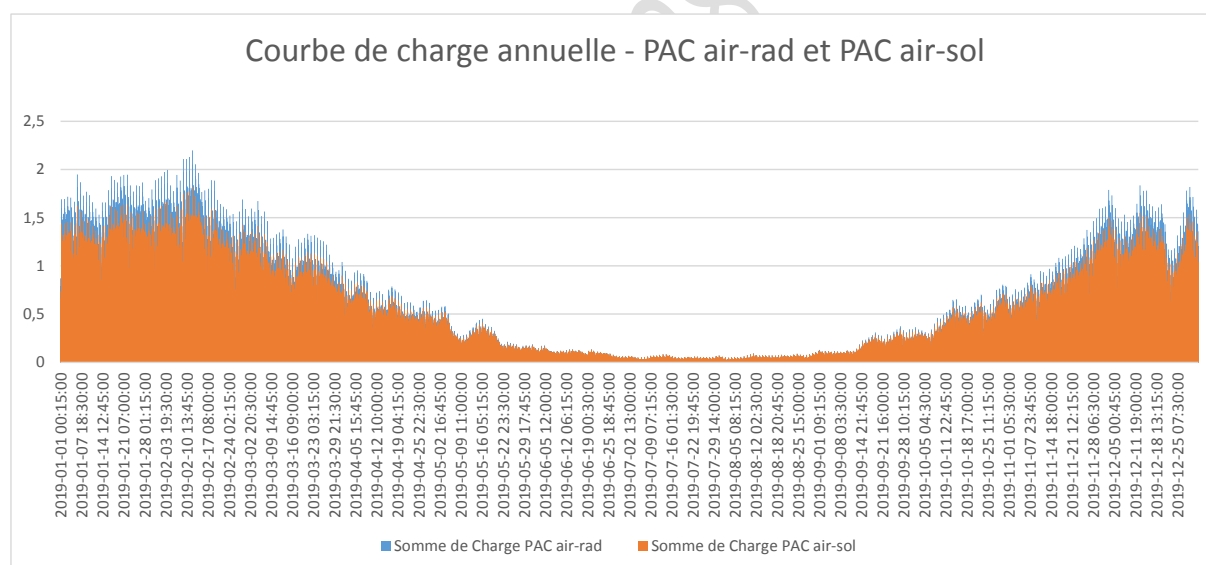
La CWaPE a établi des courbes de charge quart-horaire représentatives du fonctionnement de pompes à chaleur. Ces courbes ont été établies sur la base des séries de données, mises à disposition sur la plateforme OPSD (*Open Platform for power System Modelling*⁸⁶), relatives, d'une part, à la demande de chaleur pour les maisons unifamiliales et pour la production d'eau chaude sanitaire, et, d'autre part, aux valeurs des coefficients de performance (COP) des différents types de pompes à chaleur (air ou sol) combinés avec différents modes de chauffage (radiateur ou sol).

La demande de chaleur annuelle utilisée pour établir ces courbes est de 15.300 kWh, ce qui correspond à une consommation de gaz naturel de 17.000 kWh/an pour une chaudière au gaz dont le rendement moyen serait de 0,9.

Pour ses analyses, la CWaPE a retenu la PAC utilisant l'air comme source de chaleur (plus présente en Région wallonne et plus facile à mettre en œuvre lors de conversion fioul), combinée avec le chauffage par radiateur et par le sol. La consommation annuelle de la PAC air-radiateur est de 4.941 kWh/an et la consommation annuelle de la PAC air-sol est de 4.344 kWh/an.

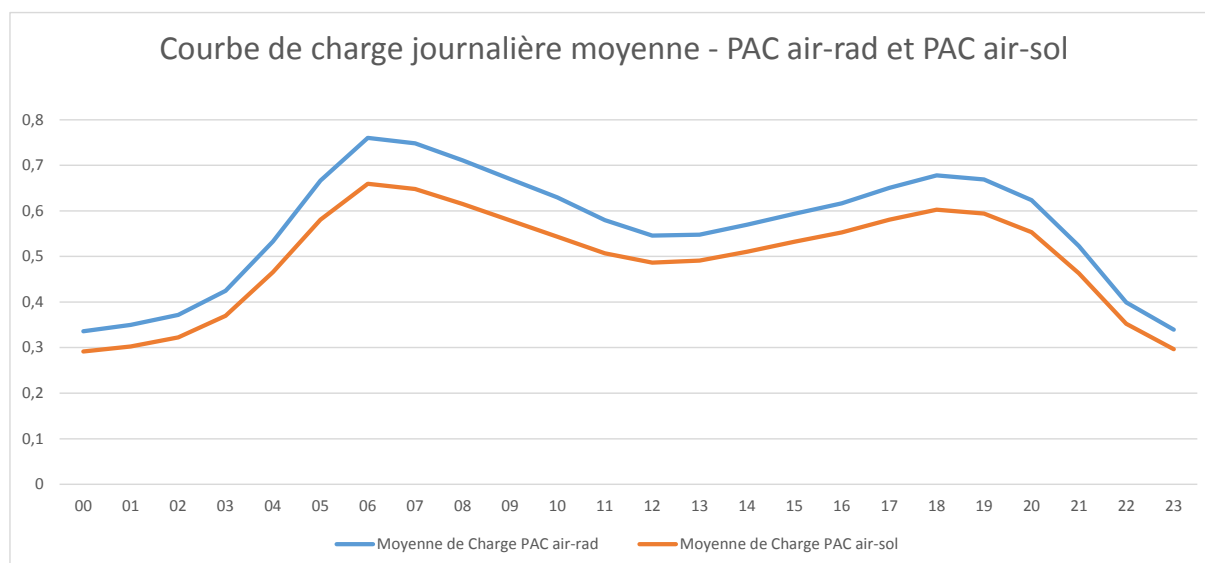
Les graphiques ci-dessous présentent les courbes de charge (annuelle et journalière moyenne) de ces deux PAC :

GRAPHIQUE 72 COURBE DE CHARGE ANNUELLE - PAC AIR-RADIATEUR ET PAC AIR-SOL



⁸⁶ Les séries de données sont disponibles gratuitement sur le site Internet <https://open-power-system-data.org/> et sont calculés distinctement pour 28 pays européens de 2008 à 2020 dans une résolution horaire. Les données relatives aux COP sont disponibles pour différentes sources de chaleur - air, sol et eaux souterraines - et différents dissipateurs thermiques - chauffage par le sol, radiateurs et chauffage de l'eau, également dans une résolution horaire.

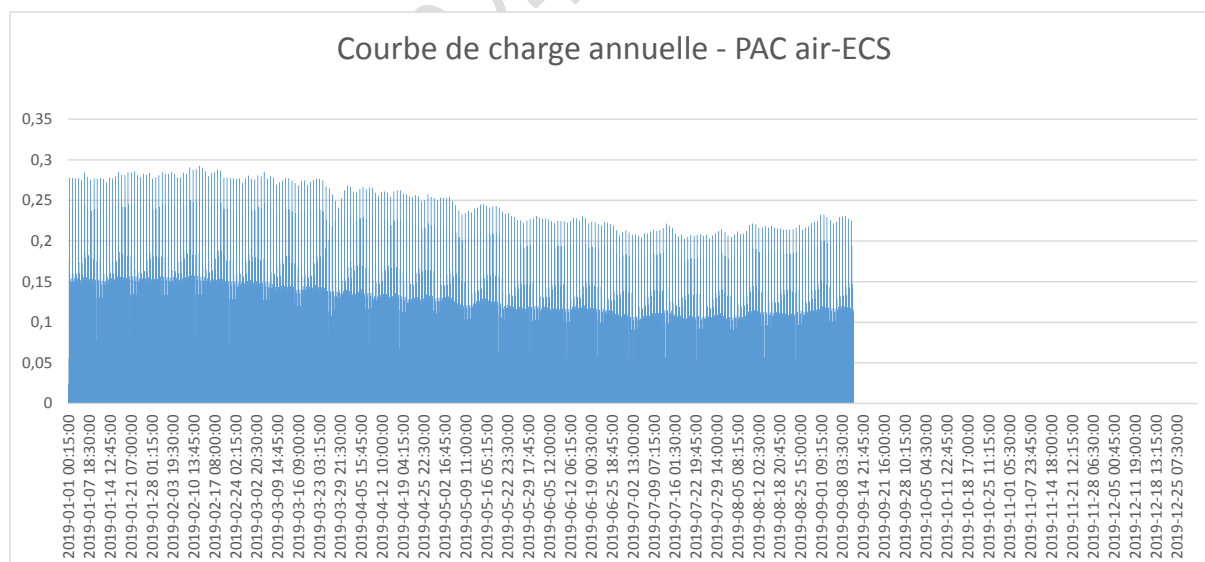
GRAPHIQUE 73 COURBE DE CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE - PAC AIR-RADIATEUR ET PAC AIR-SOL

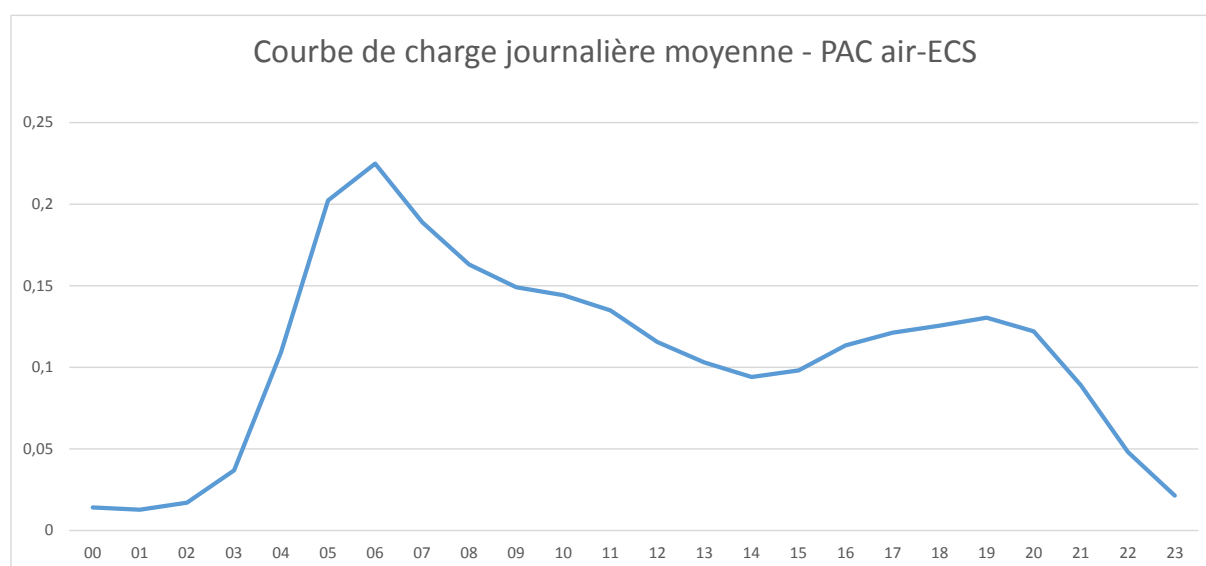


La CWaPE a également établi une courbe de charge représentative du fonctionnement d'une PAC utilisant l'air comme source de chaleur à des fins de production d'eau chaude sanitaire (ECS). La demande de chaleur annuelle utilisée pour établir cette courbe est de 2.500 kWh, ce qui correspond à la consommation annuelle d'un boiler électrique. La consommation annuelle de la PAC pour la production d'ECS est de 941 kWh/an.

Les graphiques ci-dessous présentent la courbe de charge (annuelle et journalière moyenne) de cette PAC air-ECS :

GRAPHIQUE 74 COURBE DE CHARGE ANNUELLE - PAC AIR-ECS





Les tableaux ci-dessous affectent la consommation (kWh) annuelle de ces trois PAC aux quatre plages horaires :

TABLEAU 63 RÉPARTITION DES VOLUMES DE CONSOMMATION DES PAC (AIR-RADIATEUR + AIR-SOL + AIR-ECS) SUR LES 4 PLAGES HORAIRES

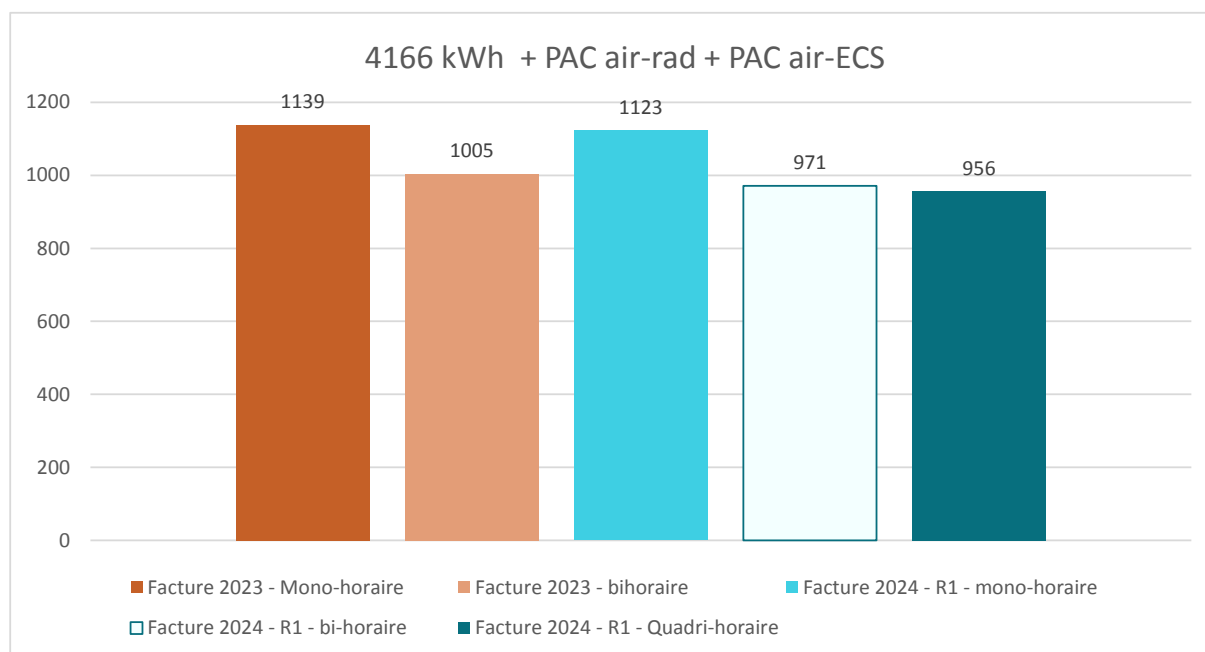
PAC air-radiateur		PAC air-sol		PAC air-ECS	
Plages horaires	Consommation	Plages horaires	Consommation	Plages horaires	Consommation
Heures du matin	1.284	Heures du matin	1.112	Heures du matin	318
Heures solaires	1.261	Heures solaires	1.124	Heures solaires	240
Heures du soir	1.148	Heures du soir	1.020	Heures du soir	215
Heures de nuit	1.248	Heures de nuit	1.088	Heures de nuit	168
TOTAL	4.941	TOTAL	4.344	TOTAL	941

La consommation de ces pompes à chaleur doit être additionnée à une consommation de base représentative des usages électriques traditionnels d'un ménage, sans redondance avec les consommations de la pompe à chaleur. Pour représenter cette consommation de base, la CWaPE a d'abord sélectionné le client réel consommant 4.166 kWh (présenté ci-dessus). La CWaPE a ensuite utilisé le profil de consommation théorique RLP 3500. Les niveaux de consommation annuels de ces deux profils (4.166 kWh et 3.500 kWh) ne semblent pas pouvoir inclure un système de chauffage électrique pour l'habitation ou pour la production d'eau chaude sanitaire.

Les graphiques suivants simulent le montant du *gridfee*⁸⁷ en 2023 et 2024, pour ces deux profils de base (4.166 kWh et RLP 3500), combinés avec les deux types de pompes à chaleurs, lesquelles produisent également l'eau chaude sanitaire :

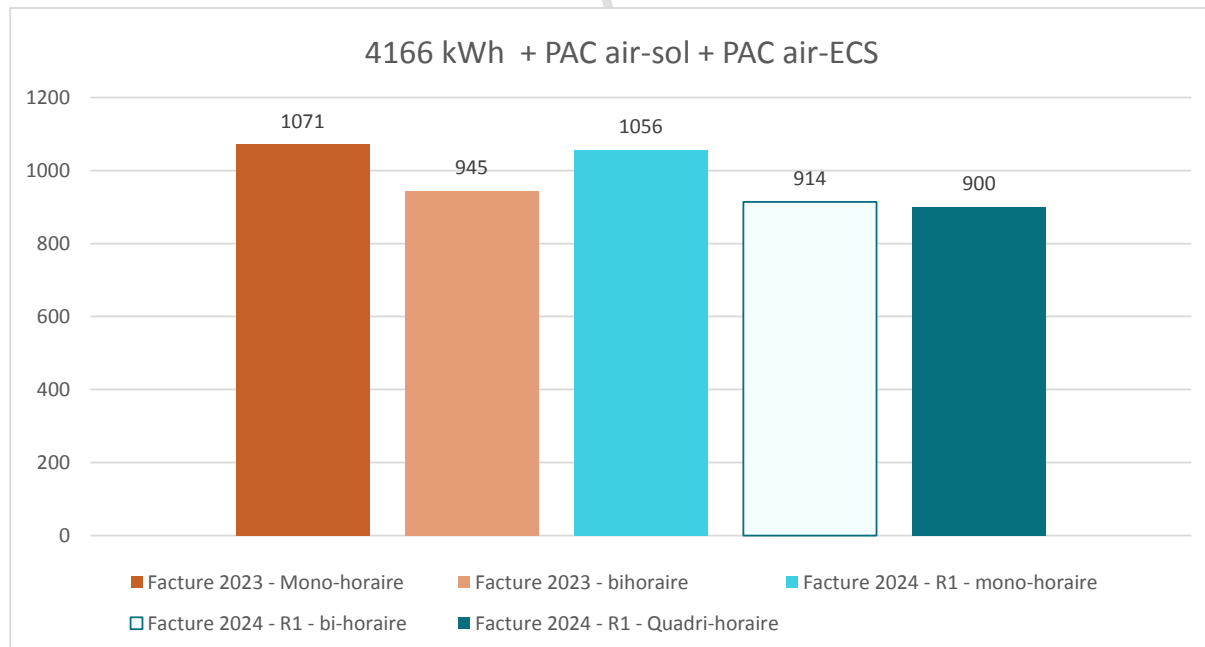
⁸⁷ *Gridfee* = total des coûts de réseau, c'est-à-dire somme des coûts de distribution et de transport, y inclus les taxes et surcharges, mais hors TVA.

GRAPHIQUE 76 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-RADIATEUR + ECS



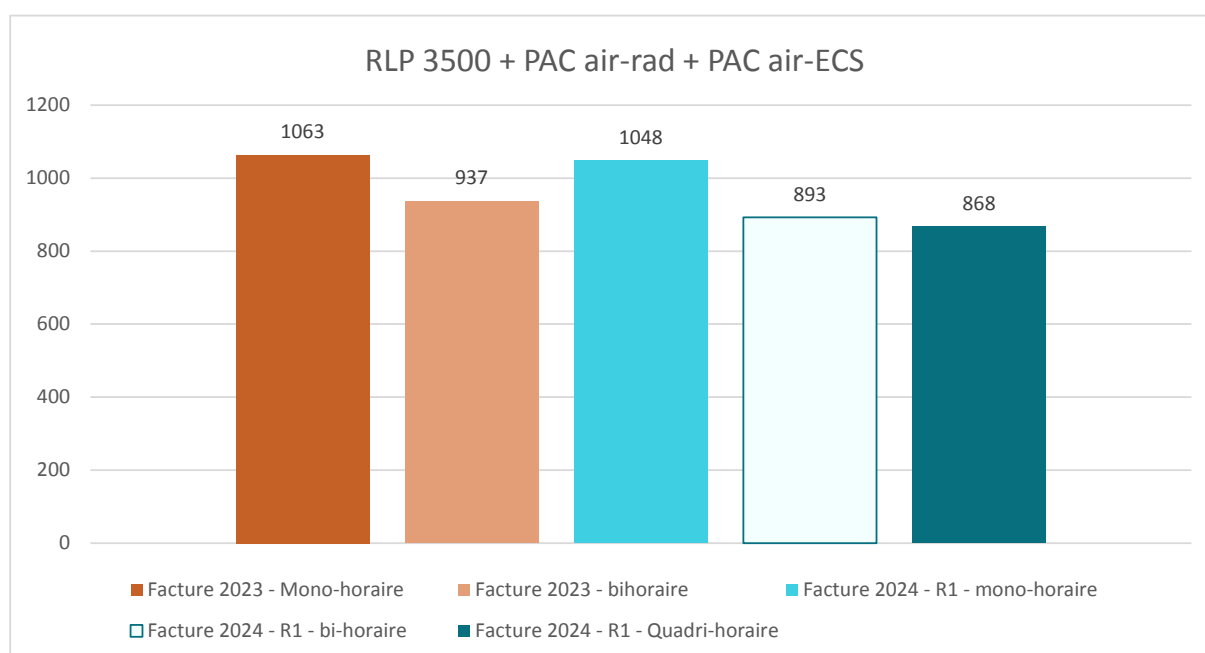
Pour l'URD consommant 4.166 kWh, équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par radiateurs et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 2% par rapport au bi-horaire.

GRAPHIQUE 77 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-SOL + ECS



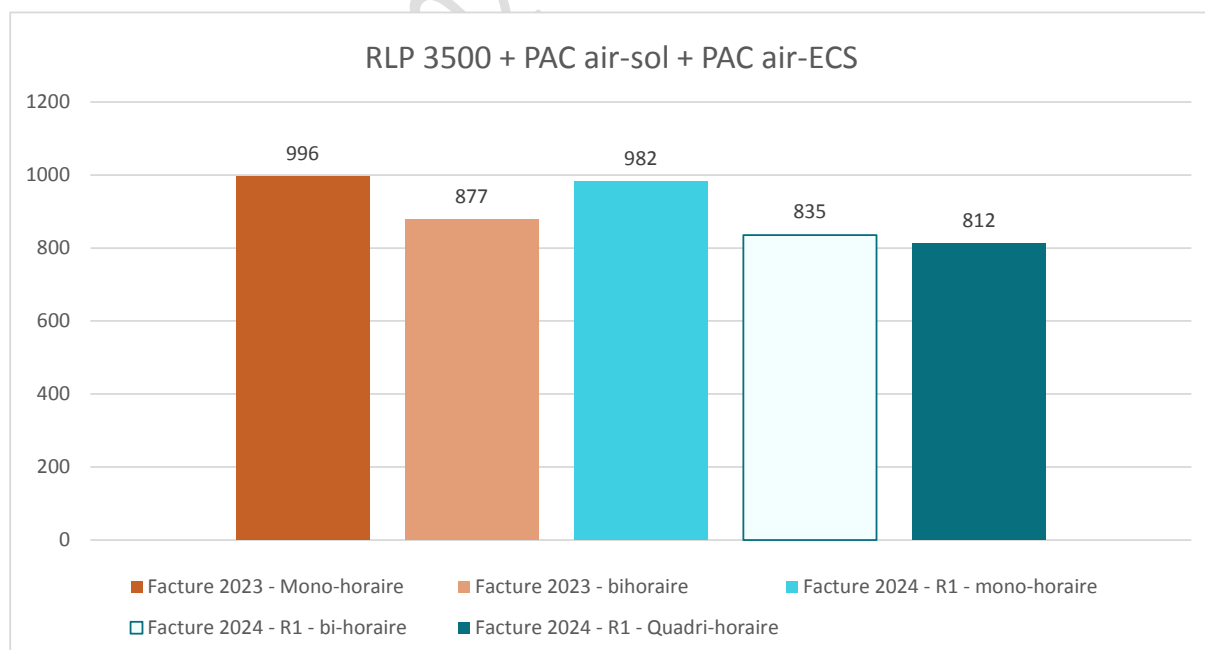
Pour l'URD consommant 4.166 kWh, équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par le sol et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 1% par rapport au bi-horaire.

GRAPHIQUE 78 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-RADIATEUR + ECS



Pour l'URD consommant 3.500 kWh (dont le profil de charge, pour cette consommation, correspond au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022), équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par radiateurs et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 3% par rapport au bi-horaire.

GRAPHIQUE 79 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-SOL + ECS



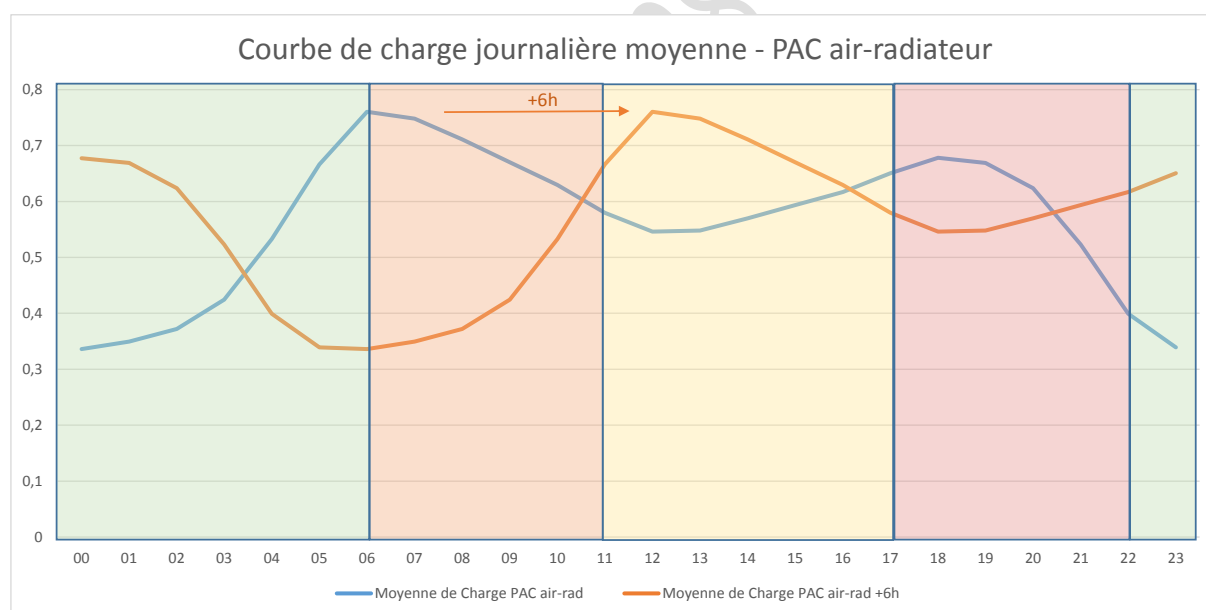
Pour l'URD consommant 3.500 kWh (dont le profil de charge, pour cette consommation, correspond au RLP moyen pondéré des GRD wallons pour l'année 2022), équipé d'une pompe à chaleur qui alimente un système de chauffage par le sol et qui produit l'eau chaude sanitaire, c'est encore le choix des quatre plages horaires qui est le plus avantageux et qui lui octroie une réduction de 3% par rapport au bi-horaire.

La CWaPE a simulé le déplacement des charges de la PAC afin de mesurer l'impact de ce changement sur les coûts de réseau de l'URD. L'analyse des courbes de charge journalières moyennes des PAC montre qu'une première pointe est réalisée vers 6h du matin et qu'une seconde pointe, moins importante, est réalisée vers 19h. La courbe de charge journalière moyenne de la PAC représentant le chauffage de l'habitation est plus lisse que celle représentant la production d'ECS.

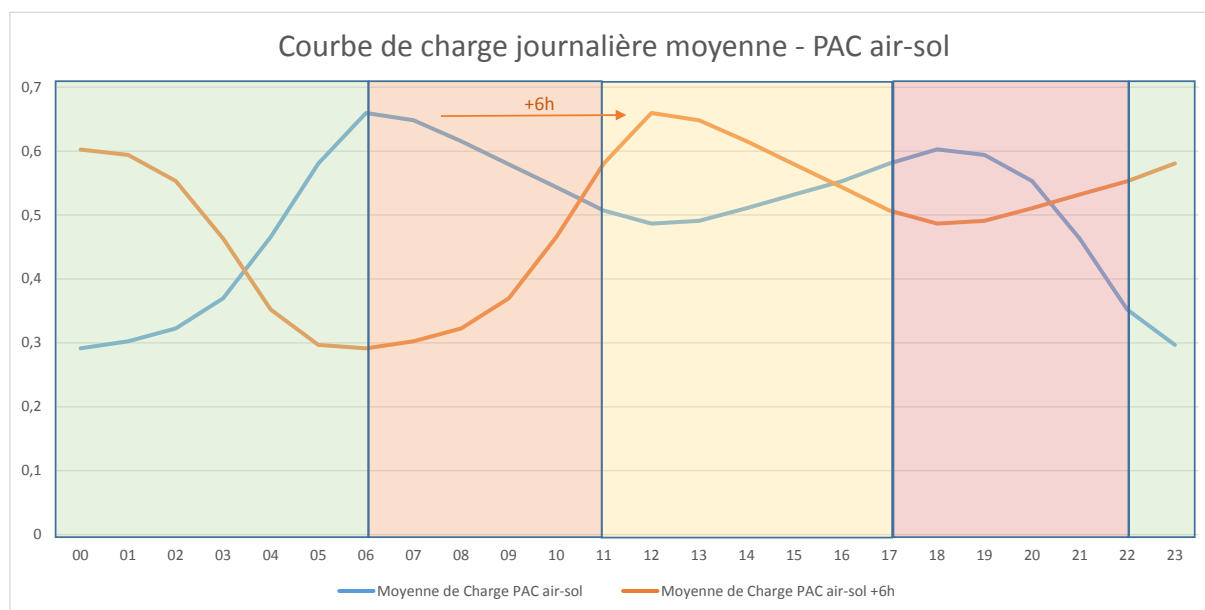
La CWaPE suggère un déplacement des consommations par simple décalage de 6h afin que la pointe du matin soit réalisée durant les heures solaires (6h => 12h) et que la pointe du soir soit réalisée durant la nuit (19h => 1h). Ce déplacement est un exemple théorique simple réalisé pour les besoins de la simulation. Chaque URD équipé d'une PAC évaluera ses possibilités de déplacement de charge en fonction de ses besoins de chaleur et d'eau chaude sanitaire ainsi que de l'inertie thermique de ses équipements.

Les graphiques ci-dessous illustrent ce déplacement de charge :

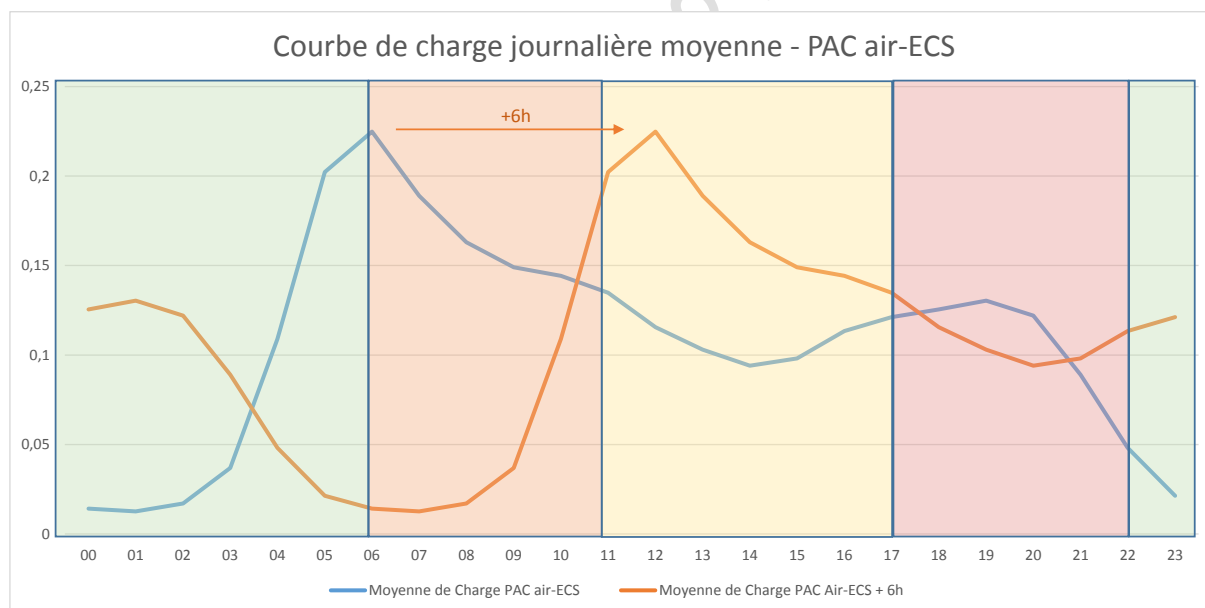
GRAPHIQUE 80 SIMULATION DÉPLACEMENT DE CHARGE 6H PAC AIR-RADIATEUR



GRAPHIQUE 81 SIMULATION DÉPLACEMENT DE CHARGE 6H PAC AIR-SOL

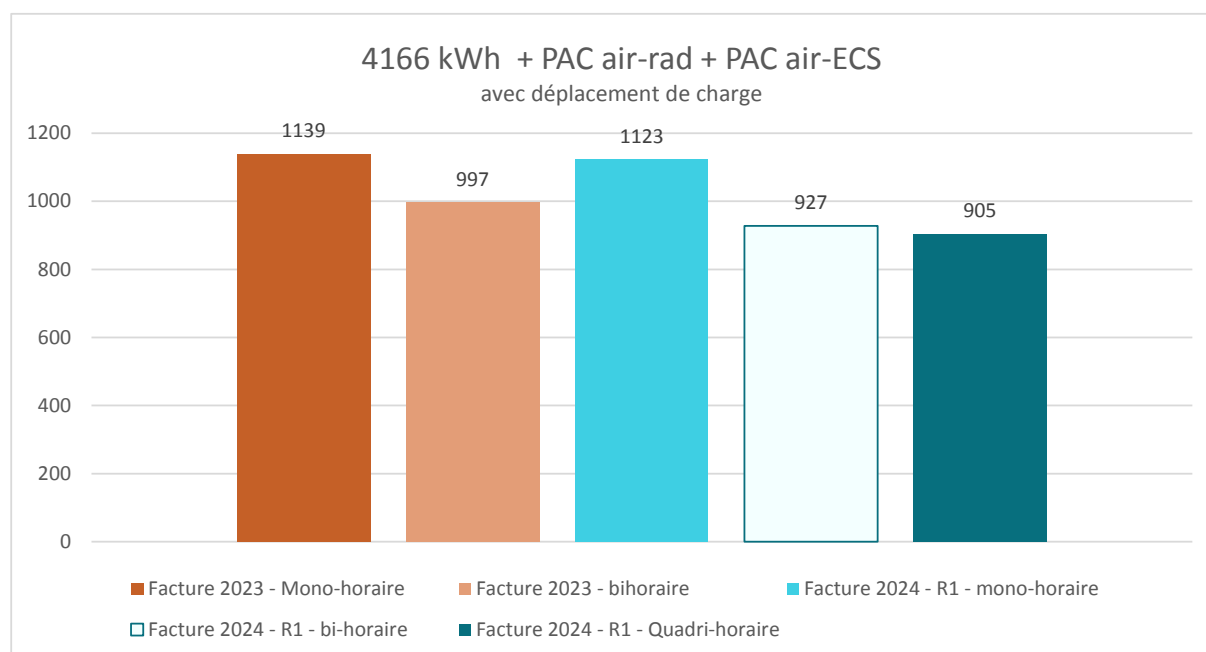


GRAPHIQUE 82 SIMULATION DÉPLACEMENT DE CHARGE 6H PAC AIR-ECS



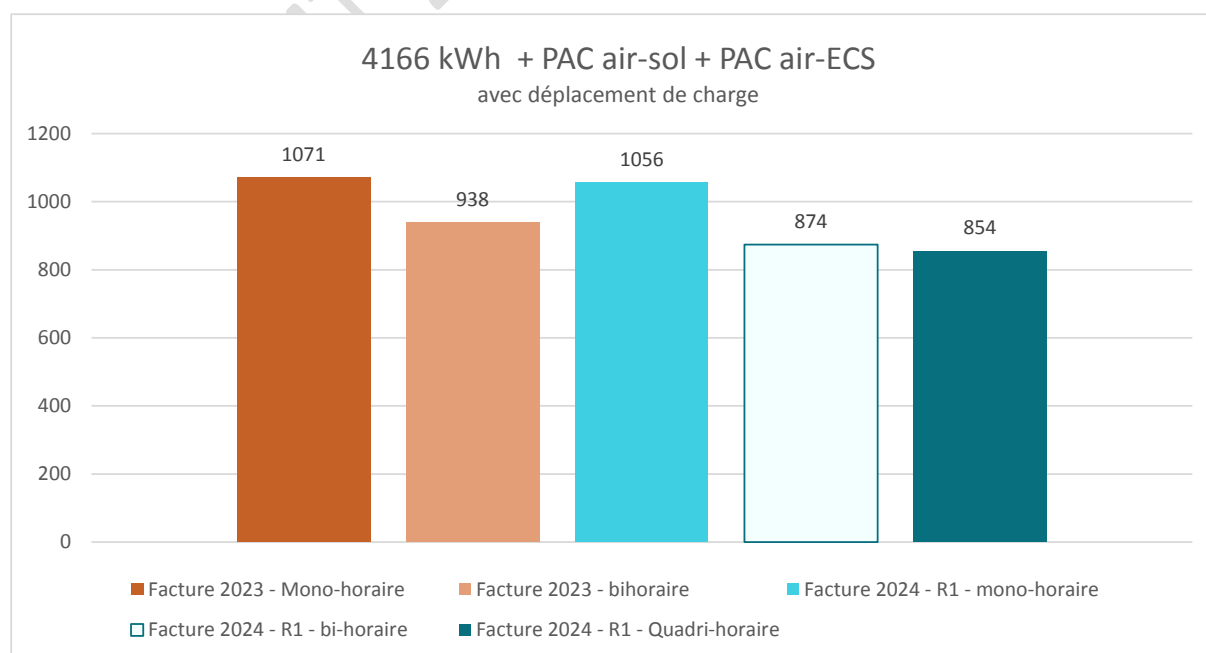
Les graphiques suivants simulent le montant du *gridfee* pour ces deux URD tenant compte du déplacement de charge lié au décalage des heures de fonctionnement des PAC :

GRAPHIQUE 83 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-RADIATEUR + ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



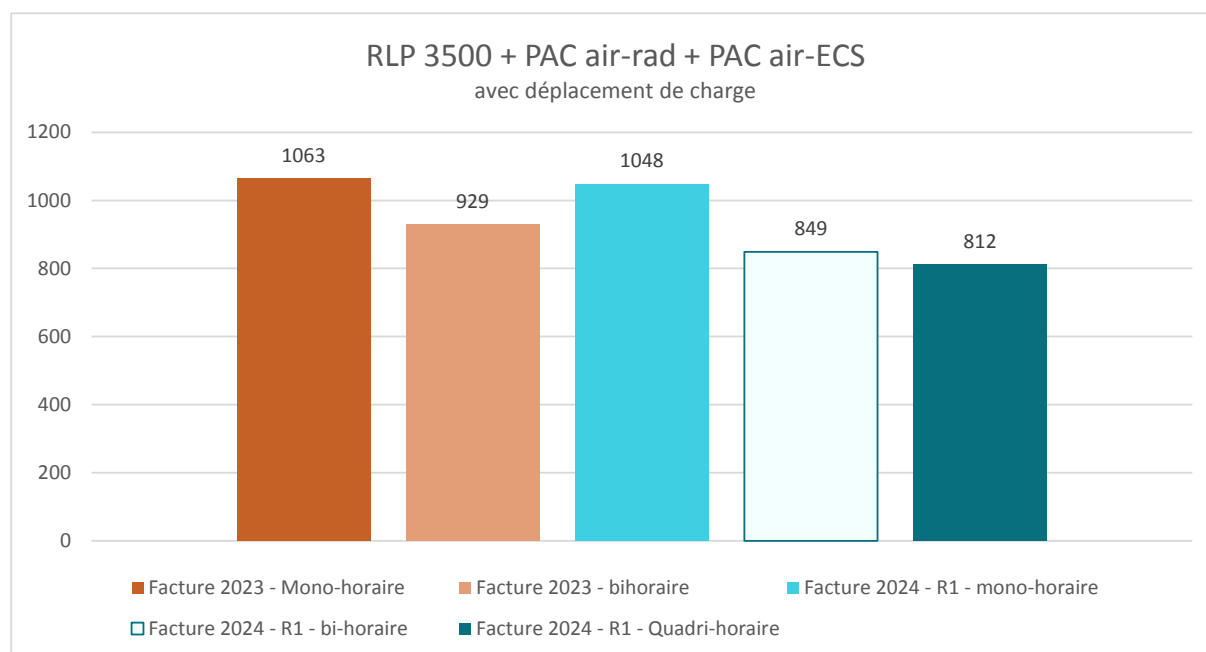
La reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure toujours à l'URD une diminution des coûts de réseau de 2% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 7% (956€ => 905€).

GRAPHIQUE 84 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-SOL + ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



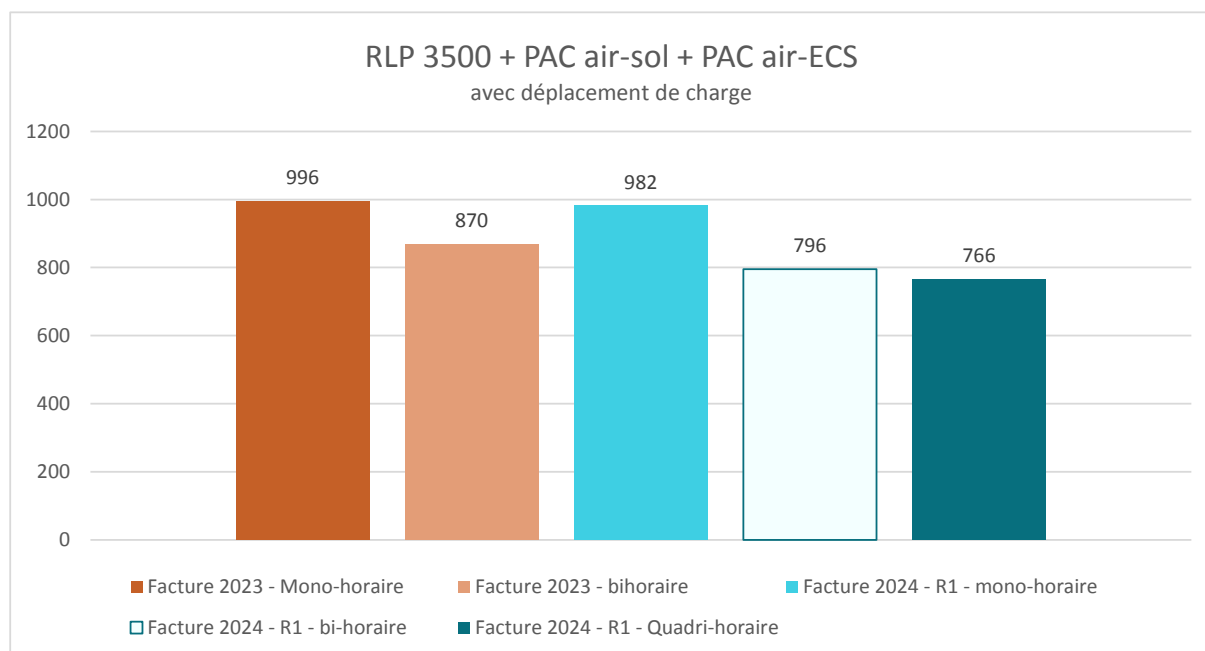
Le constat est identique en ce qui concerne le chauffage par le sol. La reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure toujours à l'URD une diminution des coûts de réseau de 2% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 7% (900€ => 854€).

GRAPHIQUE 85 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-RADIATEUR + ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



Pour l'URD théorique dont le profil de consommation de base est celui du RLP 3500, la reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure à l'URD une diminution des coûts de réseau de 3% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 9% (893€ => 812€).

GRAPHIQUE 86 SIMULATIONS GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD RLP 3500 + PAC AIR-SOL + ECS – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



Le constat est similaire en ce qui concerne le chauffage par le sol. La reprogrammation de la PAC, en décalant simplement ses heures de fonctionnement de 6h, procure toujours à l'URD une diminution des coûts de réseau de 4% par rapport au bi-horaire. Si l'on compare l'effet combiné du déplacement de charge et du passage aux quatre plages horaires, la réduction de coûts de réseau est alors de 8% (835€ => 766€).

Les déplacements de charge simulés ci-dessus ne requièrent que peu d'effort de la part des utilisateurs de réseaux. En effet, il s'agit ici d'un simple décalage de 6h du fonctionnement de la PAC. Ce décalage peut être réalisé en adaptant la programmation de la PAC, qui est une opération à réaliser une seule fois. Une reconfiguration plus élaborée de fonctionnement de la PAC pourrait évidemment être réalisée afin d'augmenter les économies de l'URD sur ses coûts de réseau, ou pour tenir compte d'autres besoins de l'URD.

De même, le changement d'une tarification bihoraire vers une tarification quadri-horaire est une démarche administrative envers le GRD qui requiert peu d'effort de la part de l'URD. Ces deux opérations combinées peuvent amener des économies de l'ordre de 7% à 9% sur les coûts de réseau.

2.2.1.5. Tarification incitative

Le déploiement des compteurs communicants va s'intensifier au cours de la période régulatoire 2024-2028. Ces compteurs communicants peuvent être installés chez les utilisateurs du réseau de distribution basse tension dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA. Cette catégorie d'URD est principalement composée de client résidentiels et professionnels.

Les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur communicant ont actuellement le choix entre deux régimes de comptage : le régime de comptage R1 et le régime de comptage R3. Le régime de comptage R1 est le régime de comptage par défaut. Ce régime n'autorise pas l'utilisation des données de comptage quart-horaire et implique par conséquent la facturation du *gridfee* et de la *commodity* sur la base des index issus des registres de comptage.

Le choix d'un autre régime de comptage ne peut résulter que de la volonté explicite de l'utilisateur de réseau d'opter pour le régime de comptage R3. En effet, l'article 35ter du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité précise que le régime de comptage appliqué par défaut aux utilisateurs de réseau disposant d'un compteur communicant est le régime de comptage R1. Cet utilisateur de réseau peut choisir librement le régime de comptage R3 :

Article 35ter, § 2 : « Sans préjudice des dispositions prévues en matière de prépaiement, le régime de comptage par défaut pour les compteurs intelligents est celui pour lequel seuls les index du compteur et les volumes d'énergie sont utilisés dans les processus de marché. La transmission de ces données vers les acteurs de marché est effectuée sur base annuelle. L'utilisateur du réseau équipé d'un compteur intelligent peut choisir librement un autre régime de comptage défini dans le règlement technique. »

Le choix du régime de comptage R3 autorise le gestionnaire de réseau à transmettre les données de comptage quart-horaire vers les acteurs de marché. L'URD ayant choisi le régime de comptage R3 permet par conséquent au gestionnaire de réseau et au fournisseur d'énergie d'établir leur facturation sur la base de ses données de comptage quart-horaire.

Comme expliqué dans la section 2.2.1.4 ci-dessus, le régime de comptage R1 offre déjà la possibilité à l'URD d'opter pour quatre plages horaires, et donc quatre niveaux de tarifs, l'incitant de la sorte à déplacer ses consommations des heures les plus chères vers les heures les moins chères. Cette tarification vise à répondre au mieux aux enjeux de la transition énergétique et incite les utilisateurs de réseau à réduire leurs consommations, à déplacer leurs charges vers les moments où le réseau n'est pas sous contrainte et à consommer l'énergie renouvelable lorsqu'elle est disponible et si possible produite localement (autoconsommation).

Pour les utilisateurs du réseau équipés d'un compteur communicant et ayant fait le choix du régime de comptage R3, la CWaPE prévoit, dans le projet de méthodologie tarifaire, l'application d'une tarification des coûts de réseaux encore plus incitative en y intégrant un terme capacitaire et un tarif à zéro durant les heures solaires. L'utilisateur de réseau qui opte pour cette tarification incitative s'inscrit dans une démarche de gestion active de ses consommations. L'optimisation de son comportement de consommation peut lui permettre de réduire sa facture d'électricité.

La mise en œuvre de cette tarification incitative prévoit donc l'introduction d'un terme capacitaire (article 70, § 3). Ce terme capacitaire s'applique aux pointes de puissance qui peuvent être à l'origine des besoins en renforcement des réseaux de distribution et de transport, c'est-à-dire les pointes de puissance générées par un usage excessif des réseaux aux heures où la concomitance des usages est grande, c'est-à-dire durant les mois d'hiver, entre 17h et 22h.

La puissance de raccordement de base au réseau de distribution basse tension est de 10 kVA environ⁸⁸. Ce raccordement de base est calibré pour un usage « traditionnel » du réseau. Historiquement, le coefficient de foisonnement sur le réseau basse tension (taux d'utilisation simultanée du réseau) est estimé à 30%, ce qui signifie que les réseaux de distribution basse tension sont dimensionnés pour supporter une charge maximale de 3-4 kW. Les besoins en renforcement des réseaux peuvent donc être générés d'une part par un foisonnement plus important des consommations aux heures critiques, et d'autre part, par des appels de puissance individuels supérieurs à ceux pour lesquels le réseau a été historiquement dimensionné.

⁸⁸ La puissance de base des raccordements BT varie en fonction des GRD. La puissance d'un raccordement avec un disjoncteur de protection de 40 A sur un réseau monophasé 230 V est de 9,2 kVA tandis qu'un raccordement avec un disjoncteur de protection de 15 A sur un réseau triphasé 3N400 V est de 10,4 kVA.

Le terme capacitaire est, par conséquent, composé de deux tarifs :

- un tarif pour les puissances de prélèvement mesurées entre 0 et 10 kW : ces prélèvements sont qualifiés de « traditionnels » et ne sont donc pas facturés (tarif fixé à 0€/kW) ;
- un tarif pour les puissances de prélèvement mesurées au-delà de 10 kW : ces prélèvements sont jugés excessifs et sont facturés par le GRD.

Le terme capacitaire s'applique à chacune des pointes de prélèvement réalisées au cours des quarts d'heure de la période tarifaire de pointe, laquelle est définie comme la période allant du 1^{er} novembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, de 17h à 22h, y inclus le week-end et les jours fériés. La période allant du 1^{er} novembre au 31 mars est calquée sur la période tarifaire de pointe annuelle retenue par ELIA pour la facturation de ses tarifs pour la pointe annuelle pour le prélèvement. Les graphiques 17, 18 et 19 ci-dessus montrent que ces mois couvrent bien la période pendant laquelle les charges sont plus importantes sur le réseau de distribution basse tension. La plage de 17h à 22h, y inclus le week-end et les jours fériés, correspond à la plage des heures du soir définie ci-dessus. Les signaux tarifaires donnés aux utilisateurs de réseaux au moyen des termes capacitaires et proportionnels sont donc cohérents et se renforcent pendant les heures où les réseaux de distribution et de transport subissent leurs contraintes maximales.

Pour l'application du terme capacitaire aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA, la CWaPE a fait le choix de facturer l'ensemble des pointes de prélèvement réalisées au cours des quarts d'heure de la période tarifaire de pointe. L'objectif poursuivi par la CWaPE est de conscientiser les URD par rapport à ces appels de puissance sur le réseau de distribution. Avant l'installation des compteurs communicants, les URD de la basse tension équipés d'un compteur électromécanique dont ils faisaient le relevé d'index une fois par an n'avaient aucune information quant aux pointes de puissance réalisées. La facturation de l'ensemble des pointes, en exonérant les 10 premiers kW de chacune de ces pointes, permet de ne pas pénaliser trop lourdement les pointes de puissance rares ou exceptionnelles. **Seuls les appels de puissance répétitifs et au-delà de 10 kW durant la période tarifaire de pointe conduiront à une augmentation sensible des coûts de réseaux pour l'URD.**

Le tarif proposé par le GRD et applicable aux puissances de prélèvement mesurées au-delà de 10 kW doit se situer entre 0,25 €/kW et 0,5 €/kW. La même disposition est prévue pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, ce qui signifie que le montant total du tarif capacitaire (distribution + transport) applicable aux puissances de prélèvement mesurées au-delà de 10 kW se situe entre 0,5 €/kW et 1 €/kW.

Le choix de la tarification incitative des coûts de réseau impose que le terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution varie en fonction des quatre plages horaires définies ci-dessus. Les tensions tarifaires applicables entre les tarifs de ces quatre plages horaires sont identiques à celles reprises au tableau 3, à l'exception du tarif associé aux heures solaires qui est fixé par la CWaPE à 0€/kWh (article 76, § 2). La même disposition est prévue pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, ce qui signifie que le terme proportionnel du tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau varie également en fonction de ces quatre plages horaires et que les tensions tarifaires applicables entre les tarifs de ces quatre plages horaires sont identiques à celles reprises au tableau 3, à l'exception du tarif associé aux solaires qui est fixé par la CWaPE à 0€/kWh. Il y a donc un réel incitant pour l'URD à déplacer ses consommations au sein de la plage des heures solaires puisqu'une partie des coûts de réseau y est gratuite tout au long de l'année.

TABLEAU 64 TENSIONS TARIFAIRES 2024-2028 – 4 PLAGES HORAIRE – R3

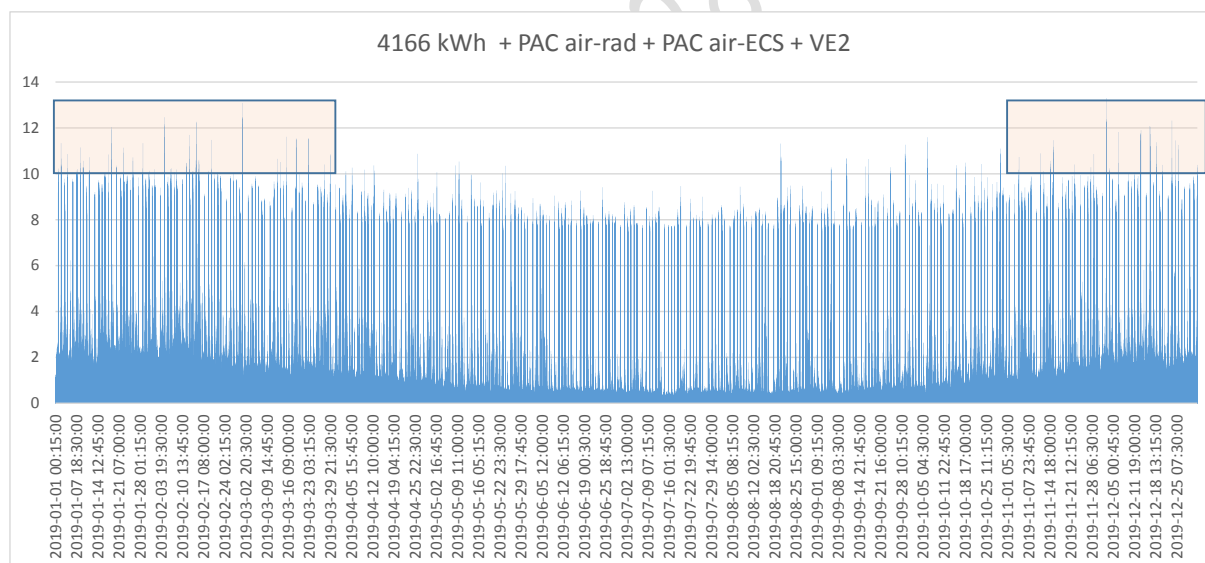
4 plages horaires	Régime : R3
Heures du matin	4,0
Heures solaires	0,0
Heures du soir	5,0
Heures de nuit	2,0

Finalement, il est important de préciser que le choix du régime de comptage R3 peut également permettre à l'URD d'accéder à des offres commerciales plus dynamiques de la part des fournisseurs pour la partie *commodity* de la facture.

La CWaPE a simulé l'application de cette tarification incitative sur le profil réel d'un URD (4166 kWh/an) auquel de nouveaux usages ont été ajoutés, à savoir une pompe à chaleur air-radiateur servant à chauffer l'habitation et à produire l'eau chaude sanitaire, ainsi qu'un véhicule électrique dont le profil de charge est celui du VE2 présenté ci-dessus. La courbe de charge quart-horaire de l'URD et des différentes applications est connue ou définie, ce qui permet de simuler correctement l'application du terme capacitaire sur ce profil.

Le graphique ci-dessous illustre la courbe de charge quart-horaire de cet utilisateur de réseau, pour une année.

GRAPHIQUE 87 COURBE DE CHARGE QUART-HORAIRE ANNUELLE DU CLIENT 4166 KWH + PAC AIR-RAD + PAC AIR-ECS + VE2



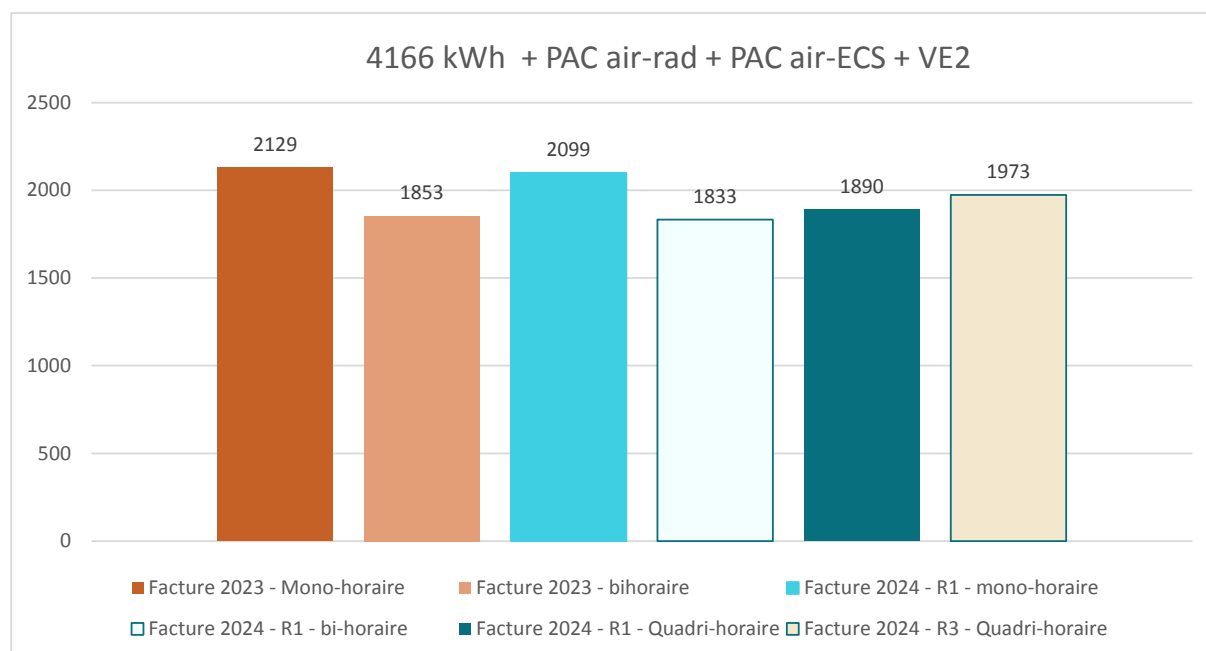
La pointe de prélèvement maximale est réalisée le 2 décembre à 20h00 et s'élève à 13,29 kW. La somme des kW prélevés au-delà de 10 kW durant la période tarifaire de pointe s'élève à 149 kW. La consommation annuelle globale de cet URD s'élève à 18.782 kWh. Cette consommation est répartie comme suit au sein des quatre plages horaires :

TABLEAU 65 RÉPARTITION ANNUELLE DES CONSOMMATIONS ENTRE 4 PLAGES HORAIRES

Matin	2407
Soleil	3025
Soir	7696
Nuit	5655
Total	18782

Le graphique ci-dessous présente le résultat des simulations tarifaires réalisées pour cet utilisateur de réseau :

GRAPHIQUE 88 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2023 ET 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-RAD + PAC AIR-ECS + VE2



Ce client, lorsqu'il est en régime R1 mono-horaire, peut réduire sa facture de 13% en optant pour le comptage bihoraire, qui est d'ailleurs le choix le plus avantageux à profil de consommation inchangé. En effet, s'il opte pour le comptage basé sur quatre plages horaires, toujours en régime R1, le client verrait ses coûts de réseau augmenter de 3% par rapport au bihoraire. En optant pour la tarification incitative, le client verrait ses coûts de réseau augmenter de 8% par rapport au bihoraire. La tarification incitative n'est donc pas avantageuse *a priori*. Elle implique une action de la part de l'URD afin de modifier son comportement de consommation de manière favorable pour le réseau.

Dans la simulation ci-dessus, le client en régime de comptage R3 paye 1.973€ de coûts de réseau (distribution + transport). La CWaPE a simulé la facturation du terme capacitaire sur la base d'un tarif fixé à 0,5 €/kW pour la distribution et 0,5 €/kW pour le transport. Le coût du terme capacitaire s'élève donc à 149€, ce qui représente 8% du *gridfee*.

La CWaPE a simulé un déplacement de charge pour cet utilisateur de réseau. Les déplacements effectués sont détaillés ci-dessous :

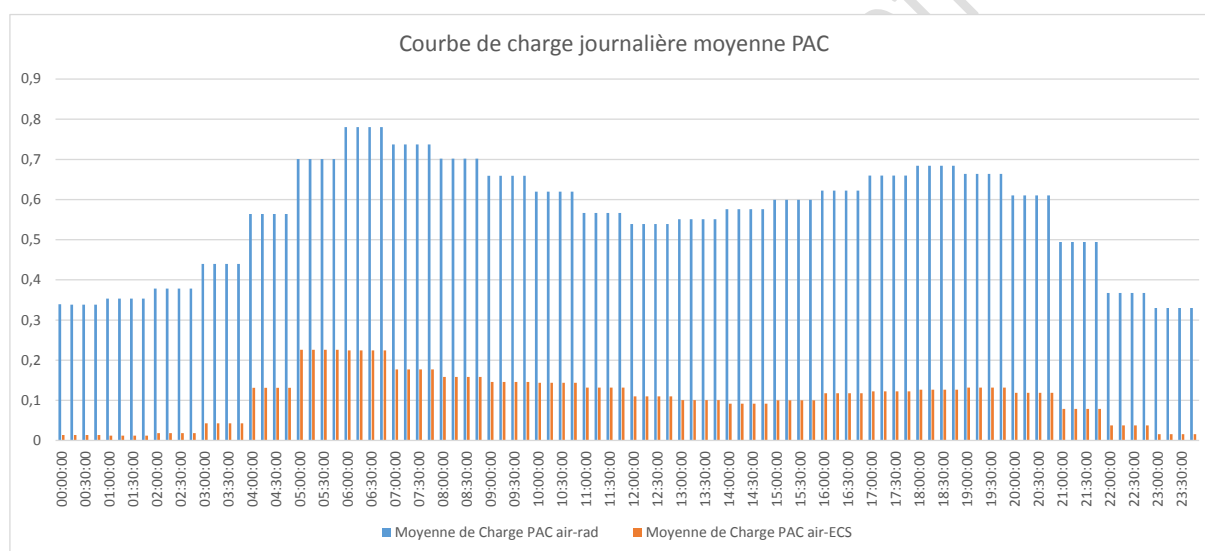
1. le chargement du véhicule du lundi au jeudi est retardé et débute chaque soir à 22h. Le rechargement du vendredi soir est reporté au samedi après-midi (à partir de 12h00). La recharge du dimanche après-midi reste inchangée.

TABEAU 66 HEURES DE CHARGE SANS ET AVEC DÉPLACEMENT DE LA CHARGE

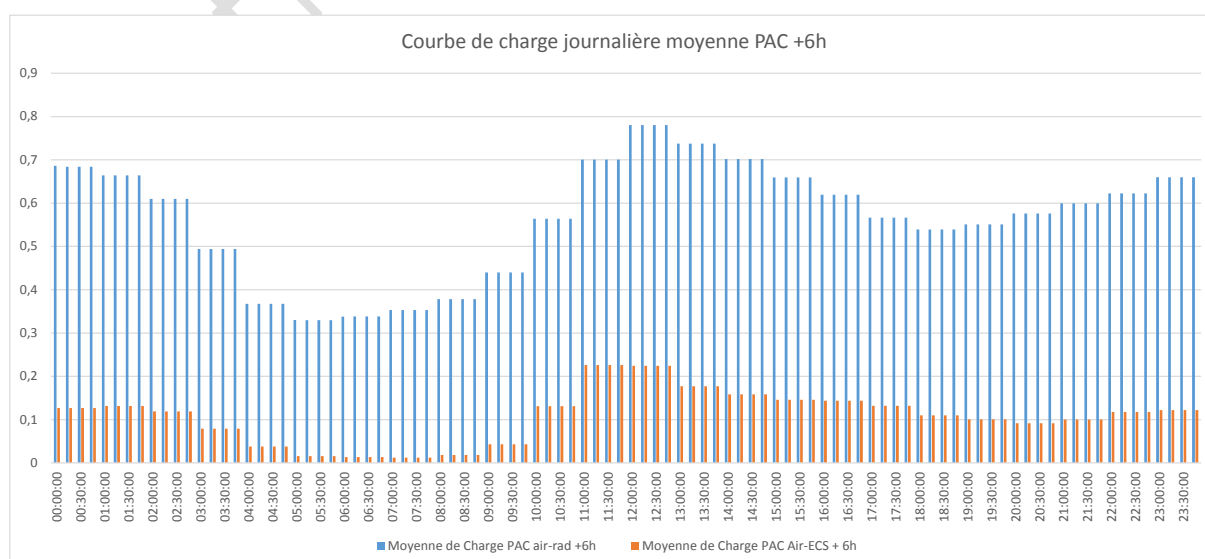
	Heures de charge	Heures de charge avec déplacement
lundi	19h00 - 23h15	22h00 - 2h15
mardi	20h00 - 00h15	22h00 - 2h15
mercredi	18h30 - 22h45	22h00 - 2h15
jeudi	21h00 - 01h15	22h00 - 2h15
vendredi	17h30 - 21h45	/
samedi	/	12h00 - 16h15
dimanche	13h00 - 14h45	13h00 - 14h45

- La programmation de la PAC est décalée de 6h, aussi bien pour le chauffage de l'habitation que pour la production d'eau chaude sanitaire, de sorte que la pointe du matin soit réalisée durant les heures solaires et que la pointe du soir soit réalisée durant la nuit :

GRAPHIQUE 89 COURBE DE CHARGE (KW) DE LA PAC POUR LE CHAUFFAGE ET L'ECS – AVANT DÉPLACEMENT DE CHARGE

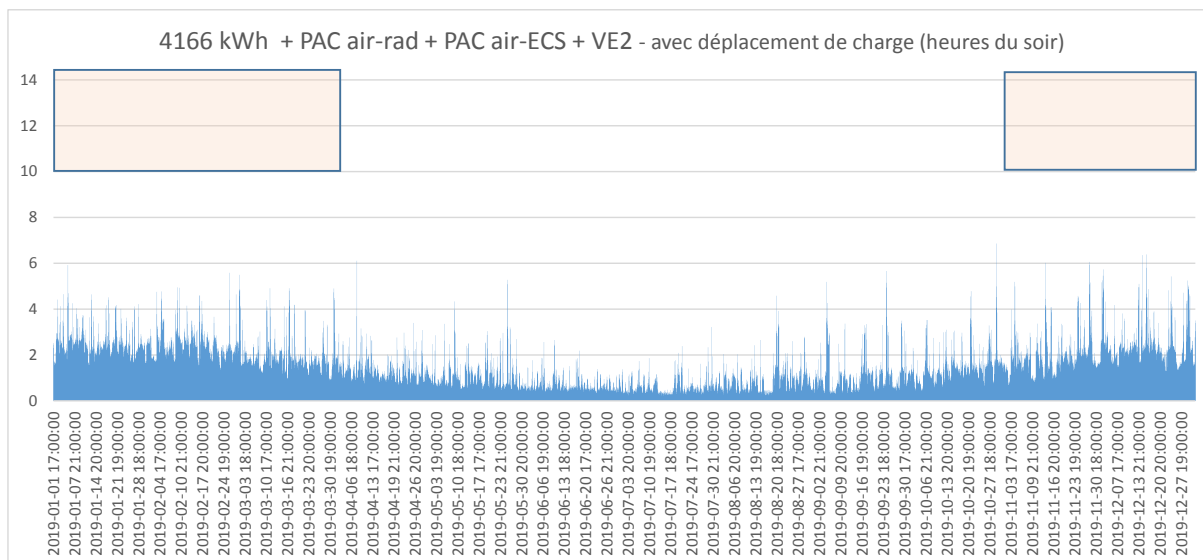


GRAPHIQUE 90 COURBE DE CHARGE (KW) DE LA PAC POUR LE CHAUFFAGE ET L'ECS – APRÈS DÉPLACEMENT DE CHARGE (+6H)



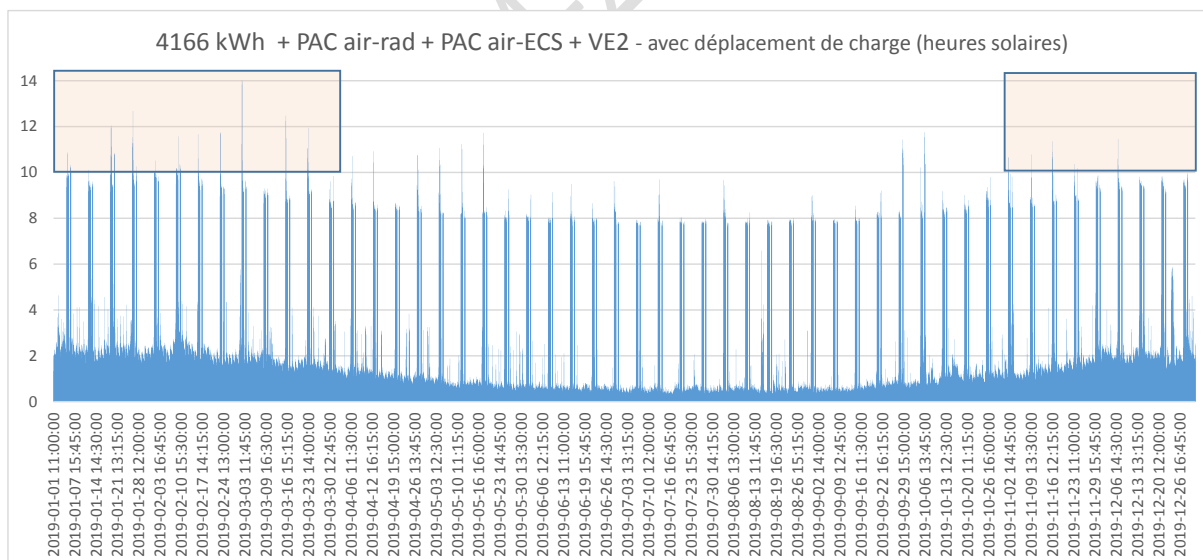
À la suite des déplacements 1 (VE) et 2 (PAC), plus aucune pointe de charge ne dépasse les 10 kW au cours de la période tarifaire de pointe :

GRAPHIQUE 91 COURBE DE CHARGE (KW) URD 4166 KWH + PAC AIR-RAD + PAC AIR-ECS + VE2 – APRÈS DÉPLACEMENT 1 (VE) ET 2 (PAC +6H) – HEURES DU SOIR



Durant les heures solaires, certaines pointes de puissance dépassent les 10 kW, la plus importante étant celle réalisée le 2 mars à 12h30 (14,11 kW) :

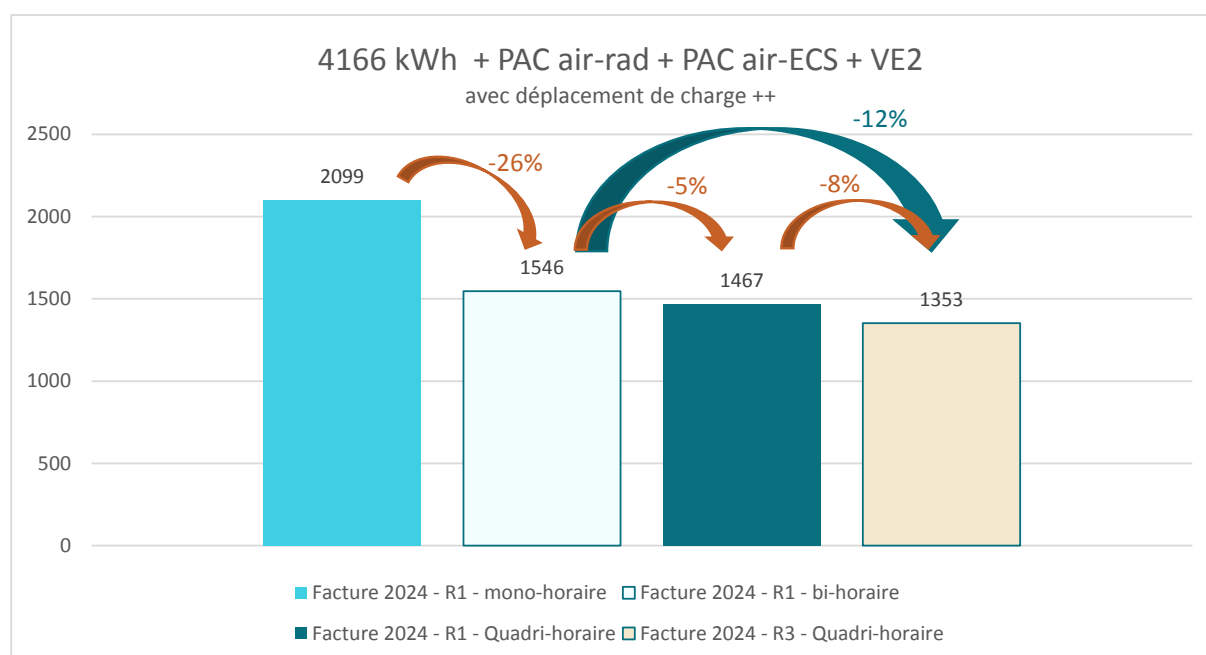
GRAPHIQUE 92 COURBE DE CHARGE (KW) URD 4166 KWH + PAC AIR-RAD + PAC AIR-ECS + VE2 – APRÈS DÉPLACEMENT 1 (VE) ET 2 (PAC +6H) – HEURES SOLAIRES



- le dernier déplacement de charge consiste à déplacer 15% de la consommation « standard » (issue du profil de l'URD 4.166 kWh/an) réalisée durant les heures du soir (15% x 1.441 kWh = 216 kWh) vers les heures solaires. Ce déplacement de charge nécessite un peu plus d'implication que les deux précédents, pouvant être réalisés à l'aide d'une simple programmation, mais est tout à fait réalisable puisqu'il représente 5% l'ensemble des usages de l'URD, hors PAC et VE.

Le graphique ci-dessous présente le résultat des simulations tarifaires réalisées pour cet utilisateur de réseau, après le déplacement de ces charges :

GRAPHIQUE 93 SIMULATION GRIDFEE (D+T) 2024 – URD 4166 KWH + PAC AIR-RAD + PAC AIR-ECS + VE2 – AVEC DÉPLACEMENT DE CHARGE



À la suite de la modification de son comportement de consommation, le client peut réduire ses coûts de réseau de 26 % en passant du mono au bihoraire. Il peut encore les réduire de 5% en passant de deux plages horaires à 4 plages horaires en régime R1, et il peut les réduire de 8% supplémentaires en optant pour le régime de comptage R3 (donc 12% de réduction en passant du bihoraire à la tarification incitative).

2.2.1.6. Terme *prosumer*

La contribution équitable des *prosumers* (consommateurs-producteurs qui utilisent le réseau de distribution et qui disposent d'une installation de production d'électricité décentralisée – la plupart du temps photovoltaïque - dont la puissance nette développable est inférieure ou égale à 10 kVA) est maintenue pour la période régulatoire 2024-2028 (article 71).

Comme pour la période régulatoire 2019-2023, la CWaPE vise la contribution des *prosumers* aux frais d'utilisation du réseau et ce, conformément à l'article 4, § 2, 6°, du décret tarifaire, qui prévoit que : « [...] la méthodologie tarifaire veille à la contribution transparente et équitable des clients finals, pour ce qui concerne l'utilisation du réseau, aux frais d'utilisation de ce dernier ainsi qu'aux taxes, surcharges et autres frais régulés ».

Pour rappel, cette volonté d'assurer une contribution équitable et transparente de l'ensemble des clients finals pour l'utilisation du réseau s'explique par le fait que l'on observait, depuis plusieurs années⁸⁹, une multiplication des consommateurs-producteurs (*prosumers*) qui bénéficiaient de la compensation (dont le compteur tourne à l'envers), ce qui entraînait une diminution des kWh contributifs aux coûts du réseau de distribution d'électricité. Cette diminution de la contribution

⁸⁹ Avant l'entrée en vigueur du tarif *prosumer*, le 1^{er} janvier 2020, qui n'a finalement été facturé qu'à partir du mois d'octobre 2020.

n'étant pas accompagnée d'une diminution des coûts de réseau (le réseau n'étant pas moins sollicité pour autant), celle-ci conduisait automatiquement à un renchérissement des tarifs de distribution pour les consommateurs ne possédant pas d'unité de production décentralisée.

Afin de garantir que la contribution des *prosumers* aux frais d'utilisation du réseau soit équitable par rapport aux autres utilisateurs du réseau basse tension, la méthodologie tarifaire 2019-2023 imposait aux gestionnaires de réseau d'établir le tarif capacitaire applicable aux *prosumers* de manière à ce qu'il génère, sur une base annuelle, un coût similaire, dans le chef du *prosumer*, aux coûts qui seraient générés si les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport, applicables aux URD de la basse tension, étaient appliqués aux volumes prélevés du réseau, correspondant, par hypothèse, aux volumes produits par l'installation de production et non autoconsommés simultanément par le *prosumer*. Bon nombre de *prosumers* n'étant pas encore équipés de compteurs permettant de mesurer séparément le prélèvement de l'injection (et par conséquent les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau), la CWaPE partait en effet du principe que les installations de production étaient calibrées pour couvrir les besoins du *prosumer* en consommation et que le *prosumer* prélevait donc sur le réseau l'équivalent des volumes d'électricité qu'il produisait mais qu'il n'autoconsommait pas simultanément.

Pour les mêmes motifs liés à l'absence, la plupart du temps, de compteurs enregistrant séparément le prélèvement de l'injection sur le réseau, la CWaPE avait en outre opté pour la fixation d'un pourcentage d'autoconsommation (sur une base quart-horaire) forfaitaire de 37,76%, identique pour chaque *prosumer*, et d'une production forfaitaire annuelle de 910 kWh par kWe installé.

Toujours dans un souci d'une contribution la plus équitable possible, afin de ne pas léser le *prosumer* dont le profil s'écarterait des paramètres forfaitaires proposés par la CWaPE (pourcentage d'autoconsommation de 37,76% et production annuelle de 910 kWh par kWe), il était toutefois, dans le même temps, prévu que les *prosumers* pouvaient, pour autant qu'ils disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau, ne pas être soumis à ce tarif de prélèvement capacitaire. Dans ce cas, la tarification de réseau (distribution et transport) du *prosumer* était identique à celle des autres utilisateurs de réseau (raccordés au même niveau de tension). Le *prosumer* disposait ainsi, le cas échéant, de la possibilité d'obtenir une tarification mieux calibrée par rapport à son niveau d'autoconsommation réel et à la production électrique réelle de son installation, en faisant installer un compteur permettant d'enregistrer les prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau (compteur communicant ou compteur double flux).

Cette tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts était laissée au libre choix du *prosumer*. Ainsi, un *prosumer* déjà équipé d'un compteur mesurant séparément le prélèvement de l'injection se voyait appliquer, par défaut, le tarif *prosumer* capacitaire, basé sur des paramètres établis de manière forfaitaire par la CWaPE. S'il souhaitait basculer vers une tarification sur la base de ses prélèvements bruts, il devait manifester ce souhait de manière explicite auprès de son gestionnaire de réseau de distribution. Dans le même temps, dans un objectif d'incitation de l'ensemble des *prosumers* à élever leur pourcentage d'autoconsommation au-delà de 37,76 %, la CWaPE prévoyait une garantie, pour les *prosumers* qui auraient opté pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts, de ne pas payer un montant plus élevé, globalement pour la distribution et le transport, que celui qu'ils auraient payé en cas d'application du tarif capacitaire spécifique aux *prosumers*, combiné aux tarifs de distribution et de transport basés sur leurs prélèvements nets. Cette garantie permettait ainsi d'encourager les *prosumers* à opter pour une tarification de réseau basée sur les prélèvements bruts (qui incitent à l'autoconsommation simultanée), en évitant à ceux-ci le risque de payer plus qu'avec le tarif capacitaire et les prélèvements nets, dans l'hypothèse où leur autoconsommation serait finalement inférieure à 37,76 %.

Pour la période régulatoire 2024-2028, étant donné le plan de déploiement des compteurs communicants chez les *prosumers* mené conformément au décret électricité, la CWaPE inverse la logique et prévoit désormais que, par défaut, les composantes proportionnelles des tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution et des tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sont appliquées aux prélèvements bruts du *prosumer*. Dans le cas où la facturation de ces coûts de réseau (distribution + transport) sur la base des prélèvements nets et du tarif *prosumer* appliqué à la puissance nette développable de l'installation de production serait plus avantageuse, alors c'est cette tarification (prélèvements nets + tarif *prosumer*) qui est facturée au *prosumer*. La facturation des coûts de réseau sur la base des prélèvements bruts du *prosumer* est donc plafonnée au montant de la facturation des coûts de réseau sur la base des prélèvements nets du *prosumer* et de l'application du tarif *prosumer*. Dans les faits, cette logique était déjà appliquée par les GRD durant la période régulatoire 2019-2023 et conduit au même résultat que le mécanisme de « maximum à facturer » qui était en vigueur pour 2019-2023.

Les principes tarifaires définis par la CWaPE pour la période régulatoire 2019-2023 et rappelés ci-dessus sont maintenus inchangés dans les situations suivantes :

- si le *prosumer* dispose d'un compteur électromécanique double flux ou d'un compteur communicant, et qu'il n'a pas fait la demande à son GRD de passer en régime de comptage R3 (il reste donc en régime R1, cf. section 2.2.1.5), la facturation sur la base des prélèvements bruts est plafonnée à la facturation des coûts de réseau sur la base des prélèvements nets et du tarif *prosumer* ;
- si le *prosumer* dispose d'un compteur qui ne permet pas de mesurer séparément le prélèvement et l'injection, le tarif *prosumer* s'applique ainsi que les tarifs proportionnels de prélèvement sur le réseau de distribution et de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, appliqués, le cas échéant, aux prélèvements nets résiduels du *prosumer*.

En ce qui concerne le *prosumer* équipé d'un compteur communicant et ayant fait le choix du régime de comptage R3 auprès de son gestionnaire de réseau, le système de plafonnement décrit ci-dessus ne s'applique en revanche pas, pour les motifs exposés ci-dessous.

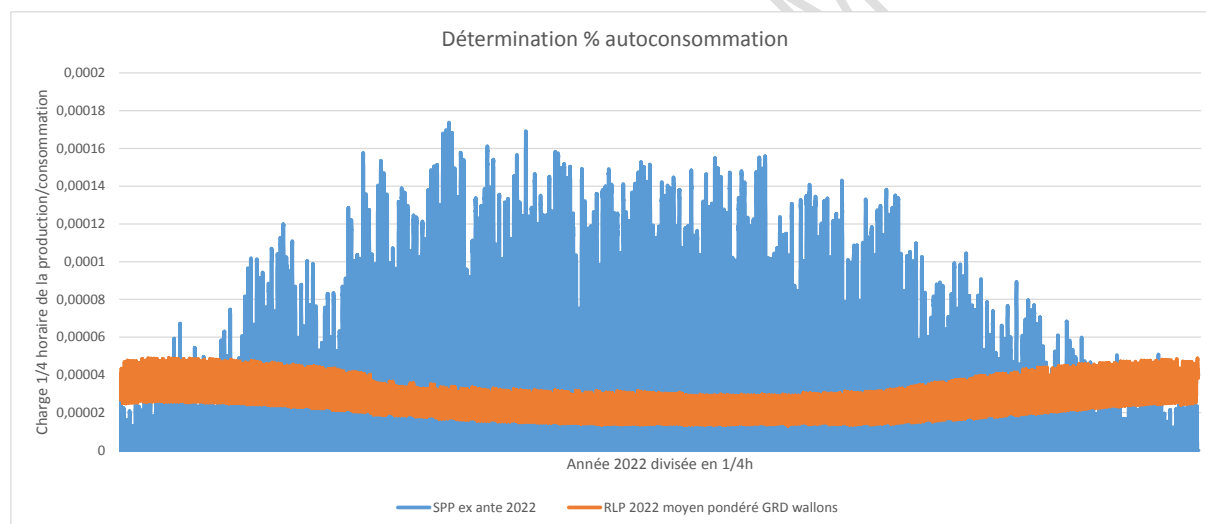
En optant pour le régime de comptage R3 et la tarification incitative qui y est liée, l'utilisateur de réseau équipé d'un compteur communicant s'inscrit dans une démarche de gestion active de ses consommations. Quelles que soient les raisons qui motivent l'URD à faire ce choix, l'objectif visé par la CWaPE au travers de cette tarification incitative est de favoriser l'utilisation rationnelle du réseau et la consommation des énergies renouvelables lorsque celles-ci sont disponibles. Pour un *prosumer*, consommer l'énergie qu'il produit au moment où cette énergie est produite constitue un des éléments principaux de cette implication dans la gestion active de ses consommations. Il est donc cohérent de ne pas lui appliquer le système de plafonnement décrit ci-dessus, dans la mesure où celui-ci viendrait atténuer l'effet incitatif voulu par la CWaPE. Par ailleurs, il serait complexe et illogique d'utiliser les données quart-horaires de consommation d'un *prosumer* pour établir une partie de sa facture (*commodity*, terme capacitaire de distribution, terme capacitaire de transport) et d'utiliser ses prélèvements nets (c'est-à-dire la quantité d'électricité prélevée sur le réseau, déduction faite de la quantité d'électricité injectée sur le réseau pour la période de facturation concernée), pour facturer les tarifs proportionnels de distribution et de transport.

La CWaPE tient à souligner que la non-application de ce système de plafonnement ne doit toutefois pas être considérée comme un désavantage pour les *prosumers* qui décideraient d'opter pour le régime de comptage R3 par rapport aux autres URD optant pour le régime R3 ou aux autres *prosumers* bénéficiant du système de plafonnement. En effet, ce régime de comptage peut offrir au *prosumer* les mêmes avantages que ceux qu'il apportera aux autres URD optant pour le régime R3 et

dont ne bénéficieront pas les autres *prosumers*, tels que, d'une part, la gratuité du terme proportionnel pour l'utilisation du réseau de distribution et pour la gestion et le développement de l'infrastructure du réseau de transport durant les heures solaires, c'est-à-dire tous les jours de l'année entre 11h et 17h, quelles que soient les conditions climatiques, et d'autre part, l'accès à des offres commerciales plus dynamiques de la part des fournisseurs pour la partie *commodity* de la facture.

Les hypothèses de détermination du tarif *prosumer* ont été revues par la CWaPE, par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, au niveau du pourcentage d'autoconsommation et au niveau du nombre de kWh produits annuellement par kWe installé : le pourcentage d'autoconsommation est dorénavant fixé à **40,26%** et la production annuelle est fixée à **1 000 kWh** par kWe.

Le pourcentage d'autoconsommation des *prosumers*, établi à **40,26%**, a été calculé par la CWaPE en croisant la courbe de production photovoltaïque SPP *ex ante* de l'année 2022⁹⁰ avec la moyenne pondérée par les volumes budgétés des Real Load Profiles (RLP) normalisés des GRD wallons pour l'année 2022. Les zones où ces deux courbes se superposent représentent statistiquement les périodes d'autoconsommation quart-horaire des *prosumers*. Ce calcul se base sur l'hypothèse que, sur une base annuelle, l'installation du *prosumer* produit exactement l'énergie qu'il consomme.



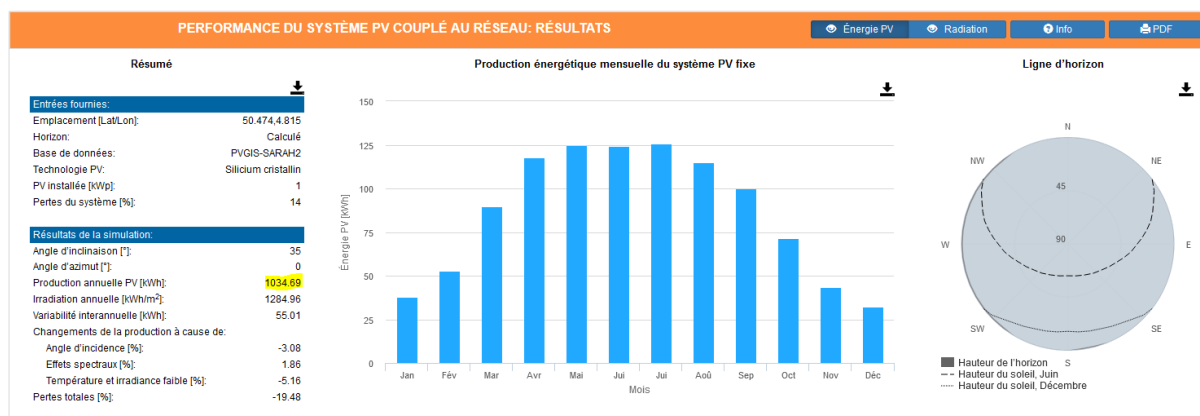
La CWaPE précise que la notion d'autoconsommation doit s'entendre sur l'ensemble des phases du raccordement. Si un *prosumer* possède un raccordement triphasé au réseau de distribution, les tarifs de réseau s'appliquent aux prélèvements bruts, déterminés par ¼ d'heure et totalisant les flux sur les trois phases.

La production annuelle de 1 kWe passe de 910 kWh (période réglementaire 2019-2023) à 1.000 kWh (période réglementaire 2024-2028). Cette augmentation de production est justifiée par les valeurs de production photovoltaïques obtenues grâce au modèle de rendement énergétique PVGIS⁹¹, logiciel développé et actualisé par la Commission Européenne.

⁹⁰ Le profil de production synthétique *ex ante* permet d'évaluer la production attendue d'une installation PV.

⁹¹ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/

TABLEAU 67 EXEMPLE POUR NAMUR :



Source : https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/ pour l'adresse Route de Louvain-la-Neuve, 4 à 5001 Namur

Par ailleurs, le SPW Territoire, Logement, Patrimoine, Énergie a soumis à consultation les valeurs de référence relatives aux nouveaux régimes d'octroi de certificats verts. Pour cette consultation, la valeur de 1.100 heures par an est proposée pour la durée d'utilisation des nouvelles unités de production photovoltaïques.

Enfin, comme c'était déjà le cas pour la période régulatoire 2019-2023, le tarif *prosumer* ne s'applique pas au client protégé régional ou fédéral qui bénéficie du tarif social.

2.2.2. Tarif pour les obligations de service public (article 77)

Les règles relatives à la détermination du tarif pour les obligations de service public qui sont d'application pour la période régulatoire 2019-2023 sont maintenues pour la période régulatoire 2024-2028.

2.2.3. Tarif pour les surcharges (article 78)

Les règles relatives à la détermination des tarifs pour les surcharges qui sont d'application pour la période régulatoire 2019-2023 sont maintenues pour la période régulatoire 2024-2028.

2.2.4. Tarif pour les soldes régulatoires (article 79)

Les règles relatives à la détermination du tarif pour les soldes régulatoires qui sont d'application pour la période régulatoire 2019-2023 sont maintenues pour la période régulatoire 2024-2028.

2.2.5. Tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive (article 80)

Les règles relatives à la détermination du tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive qui sont d'application pour la période régulatoire 2019-2023 sont maintenues pour la période régulatoire 2024-2028. Toutefois, l'article 80 a été adapté dans sa forme afin de renvoyer explicitement aux dispositions de l'article IV.20 du RTDE qui indique comment est déterminée la quantité forfaitaire d'énergie réactive.

2.3. Tarifs d'injection

Peu de changements de philosophie sont apportés en matière de tarifs d'injection, par rapport à la méthodologie 2019-2023. Néanmoins, quelques ajustements sont nécessaires pour tenir compte de l'évolution du cadre légal, notamment en matière de capacité d'injection et de stockage.

Comme pour la période en cours, il est proposé de ne pas appliquer de tarif d'injection pour les installations de production de puissance nette développable inférieure à 10 kVA raccordées en basse tension.

Les installations de toute taille dont il est certain qu'elles n'injecteront jamais sur le réseau, car la production est « autoconsommée » par l'URD, ne sont pas non plus soumises au tarif d'injection. Celui-ci étant capacitaire, il eut été injustifié de l'appliquer à des unités de production qui ne peuvent jamais injecter sur le réseau. L'absence de possibilité d'injection est garantie par un appareillage (relais) de type « anti-retour », conformément à l'article III.22 du RTDE.

Enfin, les installations de stockage sont également exonérées du tarif d'injection. En cas de connexion combinée, sur le même point d'accès, d'une installation de production et d'une installation de stockage, cette exonération ne vise toutefois que la capacité additionnelle de l'installation de stockage, afin de ne pas créer de discrimination injustifiée, pour ce qui concerne l'installation de production, avec d'autres installations de production non couplées à une installation de stockage, c'est-à-dire l'immense majorité des cas. La CWaPE rappelle toutefois que, pour ce qui concerne les critères techniques de raccordement, les installations de stockage restent assimilées à des installations de production, au sens de la prescription technique Synergrid C10/11 (article III.22 du RTDE).

Ce choix d'exonérer les installations de stockage peut s'expliquer par un raisonnement en deux temps :

1. l'électricité injectée par une installation de stockage couplée directement au réseau, c'est-à-dire seule sur son point d'accès, n'est pas une production d'électricité nouvelle, mais une restitution, à un moment différent et de potentielle « pénurie », de l'électricité potentiellement « excédentaire » à un autre moment, qu'elle aura stockée temporairement. L'installation de stockage représente une capacité de soutien au réseau et peut donc offrir des services de flexibilité à celui-ci. Le tarif d'injection étant lié à une mise à disposition d'un service, puisqu'il est capacitaire, n'incite pas à injecter à un moment donné plutôt qu'à un autre. Vues cette absence de caractère incitatif et la nécessité d'accroître la flexibilité du réseau, il est légitime de ne pas l'appliquer. En cela, la CWaPE reste également conforme à la volonté du législateur (voir l'article 4, § 2, 25°, du décret tarifaire, qui transpose la directive 2019/944 (article 15, § 4, b)), prévoyant l'absence de double redevance pour l'électricité stockée : aucun tarif d'injection proportionnel ne vise l'injection de l'électricité qui a déjà été soumise préalablement au tarif proportionnel de prélèvement en transitant en sens contraire par le même point de raccordement ;
2. la dérogation au tarif d'injection est étendue à toutes les installations de stockage, et cela s'explique par la nécessité de ne pas créer de discrimination entre les différentes configurations possible pour le raccordement de celles-ci. Derrière un même point d'accès d'un URD, une installation de stockage peut en effet être seule (raccordement direct), couplée avec une charge (ex. : batteries sur un site industriel), couplée avec une installation de production (ex. : batterie sur un parc éolien), ou encore couplée avec les deux simultanément (ex. : batteries sur un site industriel équipé de panneaux photovoltaïques). L'ensemble de ces installations de stockage peut apporter des services importants au réseau

(services auxiliaires de réglage de fréquence, gestion des congestions...). Même si elles peuvent également être utilisées à des fins d'optimisation des prix d'achat-vente sur le marché, ainsi qu'à des fins de lissage du profil d'un URD, il ne peut être fait de distinction entre les différents usages. D'une part, ces autres usages peuvent également constituer indirectement un apport utile au réseau. D'autre part, le tarif étant capacitaire, aucune répartition n'est possible entre les différentes utilisations dans le temps, même si elles avaient pu être anticipées pour l'application du tarif.

Concernant les installations de production d'une puissance supérieure à 10 kVA, celles-ci sont soumises à un tarif d'injection composé d'un terme fixe et d'un terme capacitaire. Aucune distinction entre technologies de production n'est opérée dans un souci de neutralité technologique. Il n'est pas non plus fait de distinction selon la date de mise en service : toutes les installations sont soumises au nouveau tarif. De la sorte, il n'y a pas non plus d'avantage concurrentiel, qui aurait pu être perçu comme une forme de soutien indirect, entre installations mises en service antérieurement à l'entrée en vigueur de la méthodologie 2024-2028 et nouvelles installations qui se raccorderaient en cours de période tarifaire.

Comme pour la période 2019-2023, il est proposé de faire la distinction, pour la prise en compte de la capacité soumise au tarif, entre la capacité permanente et la capacité flexible, au sens de *l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière*. Ce choix avait été motivé par le fait que le GRD peut, en cas de congestion, contraindre une installation de production à moduler à la baisse son injection sur le réseau. Cette modulation fait l'objet d'une compensation financière pour la perte des revenus, lorsqu'il s'agit de capacité permanente, mais n'est pas rémunérée lorsqu'il s'agit de capacité flexible. Il est donc légitime de ne pas pénaliser doublement le détenteur de capacité flexible, à hauteur de celle-ci, puisque cette capacité est entièrement et gratuitement mise à disposition du GRD.

La CWaPE est consciente que ce régime est amené à sensiblement évoluer, à la suite de la récente adoption (le 4 mai 2022) par le Parlement wallon du décret modifiant le décret électricité. On se dirige vers la mise à disposition d'énergie modulée, sans compensation jusqu'à un certain seuil au-delà duquel celle-ci s'applique. Ces dispositions du décret nécessitent toutefois l'adoption d'arrêtés d'exécution, qui devront déterminer notamment la manière dont il faudra désormais considérer la capacité octroyée (notion de capacité flexible au prorata de l'énergie non compensée vs volume annuel ?), ou encore la manière dont les contrats en cours seront considérés. La CWaPE doit ici travailler avec le cadre légal et réglementaire actuellement en vigueur, c'est pourquoi il est fait référence à l'AGW du 10 novembre 2016, toujours en vigueur. Ce faisant, les modifications ultérieures de cet AGW seront automatiquement prises en compte et la méthodologie tarifaire sera adaptée, le cas échéant.

Enfin, comme pour la période tarifaire 2019-2023, il est demandé aux gestionnaires de réseaux de calibrer leurs tarifs en les comparant aux régions et pays limitrophes, de façon à ne pas créer de distorsion de concurrence qui pourrait décourager l'investissement en Région wallonne. Le tableau des valeurs de référence pour la comparaison a été mis à jour.

Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz

Contrairement aux tarifs de distribution d'électricité BT qui ont fait l'objet d'une révision en profondeur par la CWaPE, les tarifs périodiques de distribution de gaz et leur structure n'ont pas fait l'objet d'une telle révision.

D'une part, le compteur gaz ne permet pas de définir de plages horaires.

D'autre part, si le besoin en gaz restera important en Région wallonne en tant que vecteur énergétique de transition, il n'y a toutefois pas d'attente ou de risque de voir la pointe du réseau augmenter significativement comme en électricité⁹².

Par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE propose toutefois les modifications suivantes :

- le gaz porté est ajouté dans la grille tarifaire (en tant que supplément) afin de tenir compte de ces projets en 2024-2028, projets qui consistent à alimenter une zone blanche en gaz, via un réseau de distribution de gaz, non directement connecté au réseau de transport. Le gaz - gaz naturel comprimé (CNG) ou gaz naturel liquéfié (GNL) - est acheminé dans ces zones par camion afin d'alimenter le réseau de distribution. Un projet de ce type pour alimenter une commune est en développement chez un GRD (article 89, § 4) ;
- au niveau de l'injection de gaz, une dégressivité du tarif d'utilisation du réseau, en fonction des volumes injectés, peut être prévue par le GRD afin de ne pas pénaliser les grandes installations de production et tenir compte des économies d'échelles faites par le GRD (article 96, § 2).

Deux éléments sont également à noter :

- les tarifs couvrent désormais l'injection de tous les gaz compatibles, et plus seulement les gaz issus de sources d'énergie renouvelables (gaz SER) ;
- même s'il n'a pu être activé lors de la période régulatoire 2019-2023 faute de projet concret et de visibilité suffisante sur les perspectives technologiques, la CWaPE propose de maintenir la possibilité pour les GRD d'introduire un tarif pour la gestion du rebours. Celui-ci est applicable aux installations qui injectent des volumes supérieurs à la capacité du réseau, et pour lesquels le GRD peut mettre en place une solution de rebours vers un réseau de pression supérieure en vue d'accroître la capacité d'absorption.

La CWaPE veillera dans l'élaboration du revenu autorisé des GRD wallons à ce que le tarif de distribution de gaz soit maintenu à un niveau raisonnable pour maintenir autant que possible l'attractivité du gaz.

Sur ce dernier point, il convient de souligner que les nouveaux raccordements ont un effet bénéfique sur les tarifs de distribution compte-tenu de la diminution progressive des volumes prélevés par les utilisateurs historiques (amélioration de l'isolation du bâti, amélioration des rendements des

⁹² Toutefois, si le nombre de projets d'injection de gaz devait se développer fortement, cette affirmation ne serait plus entièrement correcte, pour la période estivale. La CWaPE, à l'heure de la rédaction de ce document, ne dispose pas d'éléments allant dans le sens d'un développement fort des projets d'injection.

chaudières, URE, hiver de moins en moins rudes, ...). Ces nouveaux raccordements compensent en tout ou en partie la baisse des volumes et contribuent ainsi au maintien du tarif à un niveau acceptable.

La CWaPE continuera à suivre et à encourager – lorsque cela se révèle économiquement justifié et apporte une plus-value sociétale ou environnementale - les projets innovants potentiels relatifs au gaz. Un design tarifaire spécifique et adapté pourra être développé, au cas par cas, par type de projet ou de service.

CHAPITRE 2 – LES TARIFS NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

Dans la partie du projet de méthodologie tarifaire relative aux tarifs non-périodiques de distribution, la CWaPE apporte plusieurs modifications par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, exposées ci-dessous.

Section 1 : Harmonisation et uniformisation des tarifs non-périodiques (articles 104 à 106)

Le principal changement apporté concerne la mise en œuvre de l'harmonisation (mêmes prestations) et de l'uniformisation (mêmes prix) des tarifs non-périodiques entre gestionnaires de réseau en Wallonie (article 104, § 2). Cette modification s'inscrit dans la continuité de l'article 95 de la méthodologie 2019-2023, qui prévoyait en effet explicitement qu'au cours de la période régulatoire 2019-2023, les gestionnaires de réseaux de distribution devaient mettre tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser au mieux leurs tarifs non périodiques de distribution à l'échéance du 1^{er} janvier 2024. Le projet de méthodologie impose donc désormais l'harmonisation et l'uniformisation annoncée par la méthodologie 2019.

Les tarifs non périodiques visés par l'harmonisation et l'uniformisation **depuis 2019** étaient ceux les plus fréquemment facturés, soit ceux couverts par les thématiques suivantes :

- 1° les tarifs pour les raccordements basse tension en zone d'habitat ;
- 2° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;
- 3° les tarifs pour les raccordements de lotissements ;
- 4° les actes de comptage ;
- 5° les coupures ;
- 6° les études de détail et d'orientation.

Au vu du feedback donné par les GRD sur l'avancement des travaux d'harmonisation et d'uniformisation, la CWaPE confirme cette liste initiale, tout en l'adaptant aux réalités du moment. La rapidité du développement attendu de la mobilité électrique justifie l'ajout dans cette liste des raccordements des bornes de rechargement. Ainsi, les URD disposeront de conditions tarifaires identiques à travers la Wallonie, indépendamment d'une localisation rurale ou urbaine de l'URD ou de la maturité technologique du GRD. De plus, la CWaPE considère justifié d'imposer le même traitement aux raccordements de station CNG. En effet, en gaz, le tarif de raccordement dépend de la consommation prévue. Sans harmonisation, une nouvelle station CNG pourrait non seulement se

voir appliquer une catégorie de consommation différente selon le GRD, mais encore être soumise à un tarif plus élevé, faute d'historique, qu'une station existante (peu importe le GRD). L'uniformisation assure un *level playing field* et évite ainsi une distorsion de concurrence entre stations-services. Les raccordements de stations CNG sont donc aussi ajoutés à la liste des tarifs non-périodiques harmonisés et uniformisés.

L'harmonisation et l'uniformisation des raccordements électriques en zone d'habitat est élargie à toutes les zones. En effet, au contraire de l'extension et du renforcement qui entraînent des coûts spécifiques et, en particulier lorsqu'ils sont en dehors d'une zone résidentielle, fort différents, les actes techniques en vue de réaliser un raccordement sont identiques en zone résidentielle ou en dehors de celle-ci. D'ailleurs, les tarifs des GRD ne les distinguaient pas non plus. Il paraît donc préférable d'éviter d'introduire une discrimination, y compris entre URD non résidentiels selon qu'ils soient situés en zone résidentielle ou non. Enfin, par analogie avec les raccordements en électricité et pour le même motif de coûts similaires pour prestations identiques, les raccordements en gaz en basse pression devraient également être harmonisés et uniformisés.

L'harmonisation et l'uniformisation sont également imposées pour tout nouveau tarif qui serait introduit en cours de période réglementaire (article 104, § 3).

Ces obligations d'harmonisation et d'uniformisation n'impliquent toutefois pas que l'ensemble des GRD seraient obligés de proposer des prestations particulières qu'ils ne souhaiteraient peut-être pas (encore) proposer, dès lors que l'un d'entre eux le ferait. En revanche, il oblige le GRD qui serait disposé ou prêt à proposer ces nouvelles prestations à reprendre le tarif déjà approuvé. Dans un souci de simplification administrative, une nouvelle demande d'approbation par la CWaPE ne serait pas nécessaire dans cette hypothèse. Une simple notification à la CWaPE serait suffisante (article 105, § 2).

Pour le surplus, la CWaPE reprend, à l'article 106, l'obligation d'œuvrer à l'harmonisation et à l'uniformisation des autres tarifs non-périodiques (non visés ci-dessus) en vue de la méthodologie tarifaire suivante (celle débutant en 2029). En effet, celles-ci permettent d'obtenir des tarifs dont la compréhension par les URD est facilitée, notamment pour les raccordements ; elles font disparaître toute discrimination entre les URD raccordés sur des réseaux de distribution différents. Afin d'accompagner l'harmonisation et l'uniformisation, le projet impose, comme précédemment, une planification et prescrit une concertation régulière.

Afin de faciliter ces exercices d'harmonisation à venir et une lecture transversale des tarifs, le projet impose une harmonisation des catégories (titres) de tarifs non-périodiques (article 104, § 1^{er}). Celles-ci pourraient, par exemple, se découper comme suit :

- en gaz, les catégories principales seraient les études, les raccordements, les cabines et postes de détente ou d'injection, l'extension et le renforcement (y compris la viabilisation). Celles-ci pourraient être subdivisées en forfaits, suppléments hors forfaits et prestations diverses. Ces dernières regrouperaient les tarifs divers relatifs, le cas échéant, aux frais de dossier, au branchement, au comptage, à la mise en service (y compris ouverture, fermeture, coupure, et rétablissement), aux prestations administratives et aux obligations de service public ;
- en électricité, les catégories principales seraient les études, les raccordements aux réseaux en BT, en TBT, en MT et en TMT, l'extension et le renforcement (y compris la viabilisation). Celles-ci pourraient être subdivisées en forfaits, suppléments hors forfaits et prestations diverses. Ces dernières regrouperaient les tarifs divers relatifs, le cas échéant, aux frais de dossier, au branchement (y compris les manœuvres), au comptage (y compris les renforcements, les déplacements, les contrôles, les situations temporaires), à la mise en

service (y compris ouverture, fermeture, coupure, et rétablissement), aux matériels et accessoires, aux prestations administratives et aux obligations de service public.

Section 2 : Harmonisation de la description des tarifs non-périodiques (article 100)

Toujours dans une logique d'harmonisation entre GRD au niveau des tarifs non-périodiques, le projet de méthodologie tarifaire leur impose désormais une structure identique de description des prestations tarifées (article 100).

Section 3 : Justification des tarifs non-périodiques proposés (article 101)

Afin de permettre un contrôle plus fin, en particulier par une meilleure compréhension par le régulateur de la façon dont le tarif a été construit, le projet de méthodologie tarifaire précise que les GRD reprennent dans leur proposition tarifaire les détails des hypothèses, des raisonnements et des calculs ayant abouti à la fixation des tarifs non-périodiques (article 101).

Section 4 : Critères d'application des tarifs non-périodiques (article 102)

Le projet de méthodologie tarifaire (article 102) conserve les critères d'application des tarifs non-périodiques qui peuvent donner lieu à tarification, prévus dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, tout en les reformulant légèrement par souci de lisibilité.

Il précise, en outre, que les tarifs relatifs à la pose et à la fourniture de câble doivent permettre d'établir des devis suffisamment précis pour être compris par les URD. Pour les grands chantiers, en particulier des chantiers éoliens, il est en effet arrivé que la concision de l'étude détaillée (qui contient l'offre de prix) ne permette que de saisir imparfaitement les défis techniques du projet et empêche la formulation d'alternatives constructives par l'URD, ce qui pourrait limiter l'attractivité par rapport aux régions voisines.

Section 5 : Indexation (article 103)

Le projet de méthodologie tarifaire (article 103) rappelle les modalités d'indexation afin d'éviter des différences dans les tarifs malgré l'uniformisation, dans l'éventualité de pratiques subtilement diverses.

Section 6 : Liste des prestations ne faisant pas l'objet de tarifs non périodiques (article 107)

Dans le projet de méthodologie tarifaire, la CWaPE identifie un certain nombre de prestations pour lesquelles les GRD ne peuvent appliquer un tarif non périodique. Il s'agit des prestations suivantes :

- le premier changement dans l'année du régime de comptage de R1 vers R3 ou vice-versa et l'activation du port de sortie client (« P1 ») du compteur communicant.

Afin d'inciter à l'usage de toutes les fonctionnalités du compteur communicant dans le cadre de la transition énergétique sans pénaliser ceux qui changeraient d'avis, le projet de méthodologie tarifaire impose la prise en charge par les GRD du premier changement dans l'année du régime de comptage (R1 vers R3 ou l'inverse). Pour la même raison, le même traitement est appliqué à l'activation du port client permettant d'accéder aux données du compteur communicant (souvent appelé port « P1 ») ;

- les renforcements et les extensions de réseau de distribution électrique réalisés en zone résidentielle et rendus nécessaires en vue de raccorder les installations d'un URD en basse tension situées dans cette zone.

La notion de zone résidentielle est définie dans la méthodologie tarifaire en faisant référence aux différentes zones d'habitat identifiées dans le Code du Développement territorial : zone d'habitat, zone d'habitat à caractère rural, zone d'habitat vert, zone d'extension d'habitat, zone d'extension d'habitat à caractère rural ou zone d'aménagement communal concerté (qui vient remplacer, sans les supprimer, les zones d'extension d'habitat) dont le schéma d'orientation local prévoit l'affectation résidentielle, telles que visées dans le Code du développement territorial.

La gratuité pour ces prestations est déjà actuellement prévue par l'article III.49 du RTDE qui cite explicitement la zone d'habitat, la zone d'habitat à caractère rural et la zone d'extension d'habitat. Le projet de méthodologie tarifaire élargit toutefois cette gratuité à une nouvelle zone urbanistique, la zone d'habitat vert, qui a été ajoutée dans le Code du développement territorial. Tout comme la zone d'habitat et de la zone d'habitat à caractère rural, la zone d'habitat vert est en effet destinée principalement à la résidence. Le projet ne prévoit donc aucune différenciation entre URD de ces trois zones.

Plusieurs exceptions à cette gratuité sont toutefois prévues :

- la première existe déjà actuellement en vertu de l'article III.49 du RTDE et concerne les installations qui sont situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées au sens du Code du Développement territorial. Celle-ci est justifiée par le fait que le GRD n'a pas raisonnablement pu prendre en compte, dans son dimensionnement initial du réseau, les charges supplémentaires que génèrent ces nouveaux logements situés sur un terrain qui n'était à l'origine pas subdivisé (verticalement⁹³) ;a

⁹³ Par subdivision verticale, il faut entendre un découpage d'une parcelle en plusieurs lots. Au contraire, une subdivision horizontale consiste en une superposition d'appartements les uns au-dessus des autres sur un même terrain.

- la deuxième exception est nouvelle et concerne les immeubles à appartements. Celle-ci vise à assurer un traitement équivalent pour les bâtiments subdivisés (horizontalement ou verticalement) en plusieurs logements, qui génèrent eux aussi des charges supplémentaires que le GRD n'a pas raisonnablement pu prendre en compte dans son dimensionnement initial du réseau ;
- Les prestations spécifiques (mise en place du système de comptage, gestion des membres...) aux opérations de partage d'énergie d'une communauté d'énergie ou au sein d'un même bâtiment.

Afin de contribuer au développement des communautés d'énergie et des activités de partage au sein d'un même bâtiment tout en assurant l'équilibre entre la solidarité de la couverture des coûts globaux des réseaux ainsi que de la contribution aux taxes, surcharges et autres frais régulés et l'intérêt de participer à une telle opération de partage (article 4, § 2, 23°, du décret tarifaire), la CWaPE exclut l'application de tarifs non-périodiques supplémentaires spécifiques aux communautés d'énergie ou au partage au sein d'un même bâtiment, pourtant rendue possible par l'article 4, § 2, 26°, du décret tarifaire.

À noter que la CWaPE ne prévoit, en revanche, pas de tarif périodique spécifique pour ces communautés et activités dans la mesure où leur impact sur le réseau est le même que tout autre URD. Toute installation électrique raccordée au réseau bénéficie en effet des services du réseau (stabilisation de la tension, réglage de la fréquence, ...) du simple fait de son raccordement et le flux d'énergie partagée continue de transiter par le réseau. La CWaPE n'a en outre, à ce jour et jusqu'à démonstration du contraire, pas connaissance de résultats de projets-pilotes qui auraient établi qu'une coordination de la consommation d'énergie par plusieurs URD agissant de concert impacte favorablement et de façon systémique la gestion des réseaux ou les besoins en investissements.

CHAPITRE 3 – RÉVISION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON PÉRIODIQUES

Les règles relatives à la révision des tarifs pendant la période régulatoire d'application dans la période régulatoire 2019-2023 sont d'application dans la période régulatoire 2024-2028.

Il est toutefois désormais prévu que les tarifs périodiques et non-périodiques peuvent également être révisés en vue de rectifier des erreurs matérielles identifiées dans les grilles tarifaires.

CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

Conformément à l'article 7, § 2, du décret tarifaire, la CWaPE a concerté les GRD entre décembre 2021 et février 2022 afin de parvenir à un accord concernant la procédure d'approbation des tarifs

périodiques et non périodiques. Le 23 février 2022, l'ensemble des GRD ont marqué leur accord formel quant à la proposition transmise par la CWaPE le 24 janvier 2022.

Mis à part les dates qui ont été adaptées et le nombre de dossiers « papier » à déposer qui est passé de trois à un dans un souci de simplification administrative, les étapes de la procédure d'approbation des tarifs périodiques et non périodiques n'ont pas été modifiées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

CHAPITRE 5 – LES TARIFS PROVISOIRES

Les règles relatives à la fixation des tarifs provisoires d'application dans la période régulatoire 2019-2023 sont d'application dans la période régulatoire 2024-2028.

CHAPITRE 6 – LE CONTRÔLE DES TARIFS

Les règles relatives au contrôle des tarifs d'application dans la période régulatoire 2019-2023 sont d'application dans la période régulatoire 2024-2028.

TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ

CHAPITRE 1 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ

Les articles 116 à 135 déterminent les règles applicables lorsque des écarts sont constatés entre le budget du GRD fixé ex ante en début de période réglementaires et les coûts réels du GRD constatés ex post.

Section 1 : Les catégories d'écart

L'article 116 identifie plusieurs catégories d'écarts entre le budget et la réalité, devant être calculés et rapportés annuellement par les GRD.

Ces catégories d'écart restent identiques à celles d'application dans la période réglementaire 2019-2023, à l'exception de l'écart relatif aux charges nettes relatives aux projets spécifiques qui n'a plus de raison d'être vu la suppression du régime des projets spécifiques (voir Titre II- Chapitre 1 – Section 1, ci-dessus).

Une nouvelle catégorie d'écart est en outre introduite pour le terme « qualité ». La majoration/minoration du revenu autorisé des gestionnaires de réseau de distribution en cas d'atteinte/non atteinte de l'objectif annuel déterminé est ainsi considérée comme un écart entre le budget (0 euro dans ce cas-ci) et la réalité. En ce qui concerne le montant de l'incitant financier réel pour la qualité des services, la CWaPE renvoie au Titre II – Chapitre 1 – Section 4, ci-dessus.

Les règles relatives au traitement de ces différentes catégories d'écart (articles 118 à 126) restent également en grande partie identiques à celles applicables lors de la période réglementaire 2019-2023. Il est ainsi toujours prévu que :

- l'écart entre les produits budgétés et les produits réels perçus par le gestionnaire de réseau via l'application des tarifs périodiques de distribution constitue soit une dette tarifaire (passif réglementaire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif réglementaire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité) (article 118). Celui-ci étant la conséquence de l'écart entre les volumes prévisionnels d'énergie distribués sur le réseau du gestionnaire de réseau, repris dans le budget approuvé de ce dernier, et les volumes réels d'énergie distribués sur le réseau, il est justifié que cet écart ne soit pas supporté par le GRD ;
- l'écart entre les charges opérationnelles non contrôlables budgétées et les charges opérationnelles non contrôlables réelles (raisonnables) supportées par le gestionnaire de réseau constitue soit une dette tarifaire (passif réglementaire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif réglementaire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité) (article 119) (à l'exception des

cas particuliers visés aux articles 120 à 123). Ce traitement est la conséquence logique du caractère non-contrôlable de ces charges ;

- les écarts relatifs aux charges opérationnelles non contrôlables suivantes font l'objet d'un traitement particulier :
 - les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques (article 120) ;
 - les charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (article 121) ;
 - les charges d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre (article 122) ;
 - les charges d'achat des certificats verts (article 123).

Pour ces quatre catégories charges, la hauteur du passif ou de l'actif régulateur en cas d'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le revenu autorisé budgété *ex ante* du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat d'électricité, de gaz ou de certificats verts, est déterminée en fonction de la position du prix d'achat réel par rapport à des couloirs de prix dont le minimum et le maximum sont fixés *ex post* selon les formules déterminées dans le projet de méthodologie tarifaire. La totalité de l'écart constitue ainsi un actif/passif régulateur lorsque le prix d'achat réel reste dans le couloir de prix tandis qu'il constitue pour partie un *bonus/malus* (selon qu'il est supérieur ou inférieur au couloir de prix) et pour partie un actif/passif régulateur (selon que le budget est inférieur ou supérieur aux coûts réels) lorsque le prix d'achat réel se trouve en dehors de ce couloir de prix.

L'objectif de la fixation du couloir de prix est d'inciter le gestionnaire de réseau de distribution à acheter l'électricité et le gaz pour la compensation des pertes et pour la fourniture à sa clientèle propre, de même que les certificats verts, au prix du marché.

Les modifications suivantes ont toutefois été apportées :

- en ce qui concerne les charges d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre, un des paramètres de la formule de calcul des prix minimum et maximum autorisé a été modifié. La référence au *Hub101* a été remplacée par une référence à l'indice *TTF101* dont les valeurs de cotation (exprimée en €/MWh) sont plus transparentes et plus accessibles ;
- le cas particulier relatif aux indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget, prévu dans la méthodologie tarifaire 2019-2023, n'a pas été repris dans le projet de méthodologie tarifaire, ces indemnités étant désormais traitées comme contrôlables (voir Titre II - Chapitre 1 - Section 2 ci-dessus) ;
- l'écart entre les produits opérationnels non contrôlables budgétés et les produits opérationnels non contrôlables réels (raisonnables) perçus par le gestionnaire de réseau constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité) (article 124). Ce traitement est la conséquence logique du caractère non-contrôlable de ces produits ;
- l'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles constitue un *bonus* (si le budget est supérieur à réalité) ou un *malus* (si le budget est inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du

gestionnaire de réseau (article 125). Ce traitement est la conséquence logique du caractère contrôlable de ces charges nettes.

Afin d'offrir la possibilité au GRD qui réaliserait un *bonus* d'en faire bénéficier les URD via une diminution des tarifs, il est désormais explicitement prévu que le GRD dispose de la possibilité de le convertir (totalement ou partiellement) en solde régulateur à restituer aux URD.

Les cas particuliers relatifs aux charges nettes variables relatives aux obligations de service public ont en revanche été supprimés, suite à la suppression de la distinction entre charges variables et charges fixes évoquées dans le Titre II, Chapitre 2, Section 1, 1.2.1.2 (cf. *supra*) ;

- l'écart entre la marge bénéficiaire équitable budgétée et la marge bénéficiaire équitable réelle constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité) (article 126).

En ce qui concerne l'ajout du terme « qualité » parmi les catégories d'écart (articles 127 à 131), il est renvoyé au Titre II - Chapitre 1 – Section 4 *supra*.

Section 2 : Détermination et affectation du solde régulateur total annuel

Les règles relatives à la détermination et à l'affectation du solde régulateur total annuel prévues dans le projet de méthodologie tarifaire sont en grande partie identiques à celles d'application lors de la période régulateur 2019-2023.

Les modifications apportées concernent uniquement la formule de détermination du solde régulateur annuel total et sont la conséquence :

- de la suppression du régime des projets spécifiques ;
- du passage des indemnités versées aux fournisseurs commerciaux en cas de retard de placement des compteurs à budget, dans la catégorie des coûts contrôlables ;
- de la création du régime du terme « qualité » ;
- et de l'ajout de la possibilité pour les GRD de choisir de restituer aux URD l'éventuel *bonus* réalisé (voir article 125).

CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATEURS

Lors des contrôles *ex post* menés au cours des dernières années, la CWaPE et les GRD ont fréquemment dérogé de commun accord au calendrier prévu par la méthodologie tarifaire et ce

principalement car le délai entre l'envoi des réponses aux questions et l'adoption de la décision d'approbation ou de refus du calcul des soldes régulatoires était trop court.

En effet, la CWaPE constate que, de façon récurrente, il est nécessaire d'adresser aux GRD une deuxième, voire une troisième, série de questions après la réception des réponses à la première série car certains éléments doivent encore être clarifiés. Aussi, la CWaPE a décidé d'allonger le délai entre la remise des questions (1^{ère} série) et l'adoption de la décision d'approbation ou de refus du calcul des soldes de façon à permettre un jeu d'échange complémentaire de questions/réponses entre le régulateur et les GRD avant l'adoption de la décision.

La CWaPE a, par ailleurs, allongé le délai de réponse des GRD aux questions complémentaires adressées le 31 août de chaque année.

La procédure prévue dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028 prévoit ainsi que la décision d'approbation ou de refus du calcul des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation écoulé et de la révision du tarif pour les soldes régulatoires soit adoptée le 30 novembre de l'année N+1, soit un mois avant l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs pour les soldes régulatoires.

En cas de refus du calcul des écarts entre le budget et la réalité ou de la révision du tarif pour les soldes régulatoires, le gestionnaire du réseau introduit un rapport tarifaire *ex post* adapté ou une demande de révision du tarif pour les soldes régulatoires adaptée pour le 31 décembre de l'année N+1.

La CWaPE adopte une décision d'approbation ou de refus du calcul adapté des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation précédent ou de la révision du tarif pour les soldes régulatoires adaptée avant le 20 février de l'année N+2. Dans ce cas, les nouveaux tarifs pour les soldes régulatoires entreront en vigueur le 1^{er} mars de l'année N+2.

Par souci de simplification administrative, le nombre d'exemplaires du rapport tarifaire et des réponses aux questions à remettre par le GRD à la CWaPE passe de trois à un.

TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le titre V du projet de méthodologie tarifaire organise la manière selon laquelle les coûts d'utilisation du réseau de transport (local) d'électricité payés par les GRD au gestionnaire de réseau de transport et de transport local d'électricité sont répercutés sur les utilisateurs du réseau de distribution.

Il est ainsi prévu que cette répercussion doit se faire au travers de tarifs spécifiques (tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité), péréqués conformément à l'article 4, § 2, 21°, du décret tarifaire, qui dispose que :

« 21° Le gestionnaire de réseau de distribution répercute et adapte, dès la modification de ses tarifs par le régulateur compétent, les coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité. Les tarifs pour la refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport sont péréqués pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution raccordés directement à un réseau de transport géré par le même gestionnaire de réseau de transport ou gestionnaire de réseau de transport local.

Par dérogation à l'alinéa précédent, les tarifs pour la refacturation des coûts des obligations de service public et des surcharges relatives aux tarifs de transport, sont péréqués sur l'ensemble de la Région wallonne.

La CWaPE approuve et contrôle ces coûts, refacturés via des tarifs spécifiques, conformément à la procédure décrite à l'article 15, § 4. Cette règle n'est pas applicable si une législation particulière impose leur facturation directement par un autre organisme que le gestionnaire de réseau de distribution ».

Le terme « péréquater » est défini de la manière suivante à l'article 3, § 3, du projet de méthodologie tarifaire :

« fixer un tarif ou une grille tarifaire identique pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, accompagnée d'un mécanisme de compensation multilatéral entre gestionnaires de réseau de distribution assurant la neutralité financière pour chaque gestionnaire de réseau de distribution entre les recettes issues de ces tarifs et les coûts que ces derniers reflètent ».

Les chapitres 1 et 2 de ce titre portent sur la détermination et l'approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité, tandis que les chapitres 3 et 4 ont pour objet le traitement des soldes régulatoires découlant de l'application de ces tarifs.

CHAPITRE 1 – LES CHARGES ET TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D’ÉLECTRICITÉ

Section 1 : Les charges d’utilisation du réseau de transport d’électricité

Les articles 138 et 139 du projet de méthodologie tarifaire définissent les charges d’utilisation du réseau de transport, à la fois dans leur nature et dans leur temporalité, de façon similaire à ce qui est réalisé en distribution.

Ces dispositions sont identiques à la méthodologie tarifaire 2019-2023 et n’appellent pas de commentaire particulier.

Section 2 : Les tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport d’électricité

2.1. Péréquation tarifaire

Les articles 140 et 141 du projet de méthodologie tarifaire rappellent le principe de la péréquation tarifaire des tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport d’électricité, prévue par le décret tarifaire, et chargent les gestionnaires de réseau de distribution d’organiser entre eux le mécanisme permettant d’assurer la neutralité financière entre les charges et les recettes liées au transport pour tous les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

Deux modifications sont apportées par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023.

Premièrement, dans un souci de simplification administrative, il est désormais prévu que les GRD mandatent l’un d’entre eux ou une autre entité pour les représenter dans le cadre de la procédure d’approbation des tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport d’électricité, ce qui permettra l’introduction d’une seule grille tarifaire commune à l’ensemble des GRD et la simplification des échanges relatifs à celle-ci.

Au cours de la mise en œuvre de la péréquation depuis 2019, les GRD n’ont pas utilisé la possibilité de créer un organe administratif, mais se sont répartis, ensemble ou à tour de rôle, les missions de ce nouvel organe. Par précaution au vu du recul encore faible sur la procédure, le projet de méthodologie conserve la possibilité de recourir à un organe administratif distinct des GRD, mais a simplifié les procédures entourant son fonctionnement.

Deuxièmement, la possibilité d’ajouter aux charges nettes d’utilisation du réseau de transport, les charges administratives inhérentes à l’organisation du mécanisme de péréquation (plafonnées à un montant global de 250 000 EUR par an pour l’ensemble des gestionnaires de réseau de distribution) a été supprimée. La réussite de la mise en œuvre de la péréquation et l’expérience acquise ne permettent en effet plus de justifier des charges de 250 000 euros pour la mise en route du fonctionnement du mécanisme.

2.2. Grille tarifaire

Les principes relatifs aux tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité prévus dans le projet de méthodologie tarifaire sont similaires à ceux de la méthodologie tarifaire 2019-2023. Ils conservent la distinction entre les niveaux de tension, caractérisés par des effets d'échelle et des investissements forts différents, et les trois tarifs distincts : tarif pour la gestion et l'infrastructure du réseau, tarifs pour les obligations de service public et les surcharges et tarif pour les soldes réglementaires de transport.

Un parallélisme a toutefois été assuré par rapport aux modifications apportées aux tarifs périodiques de distribution afin d'assurer la cohérence entre les deux types de tarifs et pour les mêmes raisons (répartition entre la pointe historique et la pointe mensuelle, abandon de la 11^{ème} pointe au profit de la moyenne des 10 premières pointes, plages horaires identiques pour la BT, ...). L'introduction des plages horaires identiques permet aussi de conserver la cohérence globale des tarifs de réseau et permet de renforcer le signal tarifaire. *A contrario*, il serait complexe de disposer de plages différentes entre tarifs de distribution et de transport

Toutefois, pour ce qui concerne la dégressivité de la pointe, la CWaPE est d'avis qu'il convient de laisser aux GRD le choix d'appliquer ou non un facteur de dégressivité et de déterminer la manière dont il s'applique (avec la péréquation), même si elle préférerait voir disparaître ce facteur de distorsion tarifaire. En effet, plusieurs différences avec la distribution justifient une approche distincte. Premièrement, il n'y a pas de risque de potentielle discrimination entre URD de GRD différents puisque, grâce à la péréquation, tous les utilisateurs de réseau de distribution de Wallonie peuvent en bénéficier aux mêmes conditions. Deuxièmement, le poids conséquent de la refacturation du transport dans la partie réseau de la facture finale plaide pour une approche mesurée et graduelle. Troisièmement, les simulations tarifaires sur des clients-types indiquent que les tarifs de transport sont plus capacitaires, c'est-à-dire que la pointe y pèse plus qu'en distribution, ce que confirme l'analyse de données réelles des factures de *gridfee* illustrées par le tableau ci-dessous reprenant la proportion capacitaire de la partie réseau de la facture en distribution et en transport pour un échantillon représentatif de plus de 14 000 utilisateurs de réseau hors installations de secours en 2021. Dans ce tableau, l'exception de la TMT confirme l'impact important du facteur de dégressivité pour cette catégorie pour laquelle il joue de façon substantielle. *In fine*, la CWaPE tient à éviter un choc tarifaire pour les bénéficiaires actuels de la dégressivité.

TABLEAU 68 PROPORTION CAPACITAIRE DE LA PARTIE RÉSEAU DE LA FACTURE ET FACTEUR DE DÉGRESSIVITÉ EN 2021 POUR PLUS DE 14 000 URD HORS INSTALLATIONS DE SECOURS

	TMT	MT	TBT
Poids du transport dans le <i>gridfee</i>	85%	65%	53%
Part du capacitaire dans la distribution (estimée sans dégressivité)	94%	75%	71%
Part du capacitaire dans le transport (estimée sans dégressivité)	76%	81%	84%
Facteur de dégressivité médian	0,57	0,94	0,97
Part du capacitaire dans la distribution (réelle, avec dégressivité)	77%	66%	69%
Part du capacitaire dans le transport (réelle, avec dégressivité)	46%	75%	82%
Réduction médiane par dégressivité en distribution	9 174 €	217 €	65 €
Réduction médiane par dégressivité en transport	52 877 €	227 €	46 €

CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE D’APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D’ÉLECTRICITÉ

Les articles 154 à 156 déterminent la procédure d’approbation des tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport. Celle-ci est adaptée par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023 :

- à la suite de l’expérience acquise depuis 2019, ce n’est plus la CWaPE mais le GRD mandaté ou l’entité mandatée par les GRD qui collecte les données nécessaires pour la détermination des tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport (charges budgétées, volumes de prélèvement, volumes d’injection, volumes d’infeed, % pertes, etc.) auprès de l’ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d’électricité actifs en Région wallonne ;
- les dates d’application des tarifs sont ramenées du 1^{er} janvier au 31 décembre, vu la disparition de la cotisation fédérale dont la fixation tardive avait par le passé causé des difficultés de mise en œuvre du tarif de refacturation de transport dans les délais prescrits. Par conséquent, les délais de remise de la proposition tarifaire et de la décision ont été anticipés ;
- l’anticipation des délais a tenu compte de la période de fin d’année souvent chargée pour allonger le délai de mise en œuvre des tarifs par les fournisseurs (1 mois au lieu de 10 jours). Elle a aussi rallongé le délai de contrôle et de décision de la CWaPE afin de faciliter le contrôle. Le délai de collecte de données reste seulement avancé de deux mois par suppression des étapes intermédiaires prévues dans la méthodologie 2019-2023.

CHAPITRE 3 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES

Les articles 157 et 158 du projet de méthodologie tarifaire détaillent la manière dont le solde global relatif au transport doit être établi. Ce solde est égal à la différence, sur une base annuelle, entre les charges réelles et les produits réels relatifs au transport pour les GRD dans leur ensemble. Les charges réelles reprennent l’ensemble des montants facturés par ELIA et RTE aux GRD, y inclus les coûts générés, pour les GRD, par les tarifs OSP et surcharges d’ELIA. Les recettes réelles reprennent l’ensemble des recettes issues des tarifs pour refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport, y inclus les recettes générées par les tarifs OSP et surcharges des GRD. Inchangé par rapport à la méthodologie tarifaire précédente, le calcul des écarts sur la base des charges et produits réels conserve tout son sens avec seulement deux fournisseurs de prestations de transport.

Ce solde régulateur global constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l’égard des clients dans leur ensemble (si charges inférieures à recettes), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l’égard des clients dans leur ensemble (si charges supérieures à recettes).

En ce qui concerne les soldes régulatoires individuels propres à chaque GRD (à savoir, l'écart, sur une base annuelle, entre les charges réelles individuelles et les recettes réelles individuelles relatives au transport comptabilisées par chaque gestionnaire de réseau de distribution), ceux-ci font l'objet des articles 159 et 160. Ces soldes régulatoires individuels font l'objet de compensations entre GRD conformément à des accords conclus entre ces derniers. Le calcul des écarts sur la base des charges et produits réels facilite les compensations entre GRD, corollaire de la péréquation.

CHAPITRE 4 – LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU SOLDE RÉGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT

Les articles 161 et 162 déterminent la procédure d'approbation du solde régulatoire global de transport. Celle-ci est restée inchangée par rapport à la méthodologie tarifaire 2019-2023, sauf pour l'adaptation des dates d'application du tarif pour solde régulatoire afin de concorder avec les nouvelles dates d'application des autres tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport.

TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ

CHAPITRE 1 – LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES

Section 1 : Les règles régulatrices

Les règles régulatrices d'application dans la période régulatoire 2019-2023 restent inchangées. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.

Section 2 : L'absence de subordination croisée et la tenue d'une comptabilité séparée

Les règles relatives à l'absence de subordination croisée et la tenue d'une comptabilité séparée d'application dans la période régulatoire 2019-2023 demeurent applicables. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.

Section 3 : Les rapports des commissaires

Les règles relatives aux rapports des commissaires d'application dans la période régulatoire 2019-2023 restent inchangées. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.

CHAPITRE 2 – LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉES INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWaPE

Les règles relatives à la publicité des actes de portées individuelle ou collective de la CWaPE d'application dans la période régulatoire 2019-2023 restent inchangées. Ces dispositions n'appellent pas de commentaire particulier.