

*Date du document : 31/05/2023*

## DÉCISION

CD-23e31-CWaPE-0773

### MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ ACTIFS EN RÉGION WALLONNE POUR LA PÉRIODE RÉGULATOIRE 2025-2029

*Rendue en application de l'article 2, § 2 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité*

## TABLE DES MATIÈRES

ABSTRACT .....	5
▪ Contexte.....	5
▪ Le revenu autorisé des GRD.....	6
▪ La structure tarifaire .....	9
LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE .....	12
<b>TITRE I. GÉNÉRALITÉS.....</b>	<b>13</b>
CHAPITRE 1 - OBJET ET DÉFINITIONS .....	13
CHAPITRE 2 - LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS.....	17
<b>TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ .....</b>	<b>18</b>
CHAPITRE 1 - LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ.....	18
Section 1 : Le calcul du revenu autorisé.....	18
Section 2 : Les charges nettes opérationnelles.....	19
Section 3 : Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants électricité .....	22
Section 4 : La marge bénéficiaire équitable .....	23
Section 5 : Le terme « qualité ».....	31
Section 6 : La quote-part des soldes régulateurs .....	34
CHAPITRE 2 - LES RÈGLES DE DÉTERMINATION ET DE RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ .....	35
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété <i>ex ante</i> .....	35
Section 2 : Révisions du revenu autorisé .....	42
CHAPITRE 3 – APPRÉCIATION DU CARACTÈRE RAISONNABLE DU REVENU AUTORISÉ .....	44
CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ .....	48
<b>TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>50</b>
CHAPITRE 1 - LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION.....	50
Section 1 : Généralités.....	50
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d’électricité.....	52
Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz .....	60
CHAPITRE 2 - LES TARIFS NON PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION .....	63
Section 1 : Généralités.....	63
Section 2 : Harmonisation et uniformisation .....	64
Section 3 : Prestations particulières.....	65
CHAPITRE 3 – LA RÉVISION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON PÉRIODIQUES.....	67
CHAPITRE 4 – LES PROCÉDURES D’APPROBATION DES TARIFS.....	68

Section 1 : Les procédures d’approbation des tarifs périodiques de distribution d’électricité.....	68
Section 2 : La procédure d’approbation des tarifs périodiques de distribution de gaz.....	71
Section 3 : La procédure d’approbation des tarifs non périodiques de distribution 2025-2029.....	73
CHAPITRE 5 – LES TARIFS PROVISOIRES .....	74
CHAPITRE 6 - LE CONTRÔLE DES TARIFS .....	74
<b>TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ.....</b>	<b>75</b>
CHAPITRE 1 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ .....	75
Section 1 : Les catégories d’écarts .....	75
Section 2 : Détermination et affectation du solde régulateur total annuel .....	98
CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES .....	99
<b>TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT .....</b>	<b>101</b>
CHAPITRE 1 – LES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT D’ÉLECTRICITÉ .....	101
Section 1 : Généralités.....	101
Section 2 : Les tarifs de refacturation du transport .....	103
CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT .....	108
CHAPITRE 3 - LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES.....	109
Section 1 : Le calcul de l’écart global.....	109
Section 2 : Le calcul des écarts individuels.....	110
CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DU SOLDE RÉGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT .....	111
<b>TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ .....</b>	<b>112</b>
CHAPITRE 1 - LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES .....	112
Section 1 : Les règles régulateurs .....	112
Section 2 : L’absence de subsidiation croisée et la tenue d’une comptabilité séparée .....	113
Section 3 : Les rapports des commissaires.....	114
CHAPITRE 2 - LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉE INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWAPE .....	115
Section 1 : Généralités.....	115
Section 2 : Les obligations en matière de publicité.....	115
<b>ANNEXES.....</b>	<b>116</b>

En vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14° et 14°*bis*, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et de l'article 36, § 2, alinéa 2, 12°, du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, la CWaPE est chargée de l'approbation des tarifs des gestionnaires de réseaux de distribution et de la fixation de la méthodologie tarifaire y relative. Conformément à ces dispositions, la CWaPE dispose, dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire, d'un pouvoir d'appréciation qu'elle exerce en tenant compte, notamment, des critères de stabilité, de raisonnable et de proportionnalité, de l'intérêt général et de l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution.

Le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (ci-après, "décret tarifaire") encadre les règles applicables, en Région wallonne, pour l'approbation des tarifs de distribution de gaz et d'électricité. Ce décret confie à la CWaPE les tâches d'adopter une méthodologie tarifaire et d'approuver les propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution qui doivent être établies dans le respect de cette méthodologie. Le décret fixe, en outre, les principes (récemment modifiés par le décret du 5 mai 2022) et procédures minimales à suivre lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire. Il prévoit notamment, en son article 2, § 2, que la méthodologie tarifaire doit être adoptée par la CWaPE après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés et consultation publique.

En date du 31 mai 2023, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé la décision référencée CD-23e31-CWaPE-0773 relative à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 (ci-après dénommée la méthodologie tarifaire 2025-2029).

Le projet de méthodologie tarifaire, qui portait d'abord sur la période 2024-2028 mais qui a donné finalement lieu à l'adoption d'une méthodologie 2024 puis à présent, d'une méthodologie 2025-2029 a fait l'objet d'une concertation et d'une consultation publique conformément à l'article 2, § 2, du décret tarifaire.

# ABSTRACT

## ▪ CONTEXTE

Une méthodologie tarifaire définit un cadre permettant aux GRD d'élaborer leurs propositions de revenu autorisé et leurs propositions de tarifs périodiques et non périodiques.

En Région wallonne, cette méthodologie tarifaire doit respecter le cadre général posé par le décret tarifaire, qui a pour objectif notamment de fixer des lignes de politique générale et des orientations quant aux équilibres que la méthodologie et les tarifs doivent veiller à garantir. Conformément au cadre européen (directive (UE) 2019/944), la CWaPE, en tant qu'autorité de régulation, est exclusivement compétente pour l'adoption de la méthodologie tarifaire et l'approbation des tarifs de distribution. Le décret tarifaire peut donner des lignes de politiques générales, sans pouvoir édicter des injonctions pouvant porter atteinte à cette compétence exclusive. Afin de défendre cette indépendance, la CWaPE a introduit le 4 avril 2023 devant la Cour constitutionnelle une requête en annulation contre deux dispositions du décret tarifaire tel que modifié par décret du 5 mai 2022, au motif qu'elles contreviendraient aux compétences exclusives de la CWaPE. Il importe de souligner que le contenu de la présente méthodologie tarifaire ne devrait pas être affecté par cette procédure, quelle qu'en soit son issue.

La présente méthodologie succède donc à la méthodologie 2024 qui a été adoptée à titre de transition après la méthodologie 2019-2023. La CWaPE souhaitait au départ adopter une méthodologie portant sur la période 2024-2028 mais les discussions avec les GRD ainsi que les difficultés techniques du secteur à faire entrer en vigueur la structure tarifaire souhaitée qui en découle à l'échéance voulue, ont amené la CWaPE à postposer la méthodologie tarifaire en projet, et en conséquence, à adopter le 13 avril 2023, une méthodologie portant sur la seule année 2024 qui s'inscrit fondamentalement dans la continuité de la période 2019-2023.

Contrairement à cette méthodologie 2024, la présente méthodologie 2025-2029 opère des changements très importants.

Le projet de méthodologie tarifaire qui portait originellement sur la période 2024-2028, a fait l'objet d'une consultation publique jusqu'au 31 août 2022 ainsi que d'une concertation avec les GRD. Cette concertation avec les GRD s'est poursuivie de décembre 2022 à avril 2023 dans le cadre notamment de six réunions thématiques portant sur les principaux sujets de préoccupation des GRD, à savoir les achats d'énergie pour les pertes et fournitures propres, les paramètres définissant les coûts contrôlables (indexation, base de coûts, coûts additionnels de transition...), la marge bénéficiaire équitable, la structure tarifaire, le facteur d'efficacité et la tarification dans le cadre des opérations de partage d'énergie. Au terme de ces concertations et des évolutions successives de la méthodologie en projet, les dernières demandes formulées formellement par les GRD semblent avoir été satisfaites.

Dans le cadre de la consultation publique, la CWaPE a reçu de nombreuses réactions de la part d'acteurs tels que la FEBEG, EDORA, FEBELIEC, BEPROSUMER, le RWAVE, CANOPEA, ELIA, Énergie commune, l'UWE, l'Union des Villes et Communes de Wallonie, le Ministre wallon de l'Énergie ou encore quelques citoyens.

Lors de l'adoption de la présente méthodologie tarifaire, la CWaPE s'est efforcée de tenir compte des remarques exprimées tant par les gestionnaires de réseaux que les utilisateurs de réseaux représentés par ces différents organismes, mais aussi d'être guidée plus généralement par l'intérêt général.

Dans leurs réactions écrites, de nombreux acteurs ont insisté sur la nécessité de maîtriser le revenu des GRD dans le but de limiter la contribution financière des utilisateurs de réseau afin qu'elle reste soutenable pour les ménages et les entreprises mais aussi pour qu'elle ne nuise pas à la compétitivité des consommateurs industriels belges vis-à-vis de ceux établis dans les Etats voisins, eux qui ont déjà été déjà fortement touchés par la crise sanitaire du covid ainsi que la guerre en Ukraine.

À travers la présente méthodologie tarifaire, la CWaPE vise à :

- consolider un modèle de régulation cohérent basé sur un *revenue cap* ;
- doter les GRD d'un revenu suffisant pour faire face à leurs missions, y-inclus dans le cadre de la transition énergétique, tout en les incitant à être plus efficaces, à maintenir la qualité de leurs services et en permettant une rémunération juste et équitable de leurs investissements.
- favoriser une tarification incitative adaptée au contexte du marché de l'énergie wallon et à la transition énergétique, qui vise à encourager la consommation d'électricité quand l'énergie renouvelable est abondante et également quand les réseaux ne risquent pas la congestion ;
- promouvoir un service de distribution à un prix juste et de qualité ;
- pérenniser les réseaux de distribution de gaz dans les limites des trajectoires d'abandon progressif du recours au gaz fossile voulu par les autorités.

La méthodologie tarifaire comporte deux volets, le premier concerne le revenu autorisé des GRD et le deuxième la structure tarifaire.

## ▪ LE REVENU AUTORISÉ DES GRD

Le revenu autorisé du GRD est constitué des charges nettes opérationnelles, de la marge bénéficiaire équitable, d'un terme qualité, des charges relatives au déploiement des compteurs communicants électricité et, le cas échéant, d'une quote-part du montant à apurer des soldes réglementaires des années précédentes.

Au sein des charges nettes opérationnelles, la CWaPE qualifie certains éléments de non contrôlables. En règle générale, pour ces derniers, l'écart entre le montant budgété et le montant réel constitue une « dette tarifaire/passif réglementaire » (si le budget est supérieur à la réalité) ou une « créance tarifaire/actif réglementaire » (si le budget est inférieur à la réalité) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Dans certains cas particuliers tels que les charges d'achat d'électricité et de gaz, les charges d'achat des certificats verts, une partie du solde réglementaire pourrait néanmoins être à charge du gestionnaire de réseau dans le cas où le prix d'achat dépasserait les limites fixées par la CWaPE.

Les autres charges nettes opérationnelles sont considérées comme des charges nettes opérationnelles contrôlables. En règle générale, pour ces dernières, l'écart entre le montant budgété et le montant réel constitue un « bonus » (si le budget est supérieur à la réalité) ou un « malus » (si le budget est inférieur à la réalité) à l'égard du gestionnaire de réseau.

Dans la présente méthodologie tarifaire, les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables des années 2025 à 2029 ne reposent plus sur les estimations budgétaires du GRD mais sont basés sur les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles comptabilisées par le GRD au cours d'années dites « de référence » en l'occurrence les années 2019 à 2022. À cette base de coûts sont appliqués un facteur d'efficacité et un facteur d'indexation (indice santé qui sera revu ex post) et sont ajoutées des charges contrôlables additionnelles induites par les évolutions macro-économiques exogènes telles que la transition énergétique.

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 (mais il subsiste toujours un terme pour le déploiement des compteurs communicants « électricité »).

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. Ces projets relèvent en effet désormais des activités habituelles des GRD. Les coûts des compteurs communicants « électricité » font toutefois toujours l'objet d'un terme distinct dans la formule de calcul du revenu autorisé.

En ce qui concerne ce revenu autorisé des GRD, la CWaPE a souhaité résolument qu'au-delà du financement du *business as usual*, les GRD puissent investir suffisamment dans l'adaptation des réseaux pour faire face à la transition énergétique. Les réseaux risquent de devoir accueillir davantage d'électricité pour faire face aux nouveaux usages. Consciente de ces évolutions possibles, la CWaPE a donc prévu, d'octroyer une enveloppe de coûts additionnels à ces GRD, basée sur les hypothèses les plus réalistes aux yeux de la CWaPE quant à l'impact de la transition énergétique sur les réseaux : déploiement des pompes à chaleur, d'unités de production décentralisées, de véhicules électriques et plus généralement de tout élément pouvant avoir un impact sur l'extension des réseaux électricité et gaz et sur l'évolution de la pointe des réseaux électricité dans le contexte d'une électrification croissante des usages. Ces enveloppes additionnelles permettent aux GRD de réaliser des investissements supplémentaires (par rapport à leur enveloppe d'investissement *Business As Usual*) de plus de 330 millions d'euros en électricité et de plus de 270 millions d'euros en gaz.

Les coûts additionnels de transition ont été déterminés avec l'appui du consultant Schwartz and Co, qui s'est basé sur des données provenant des GRD et d'autres sources pertinentes (ICEDD, ELIA, FEBIAC...). 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 2025-2029 en tenant compte des évolutions macro-économiques exogènes des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz européens, belges et wallons qui influenceront l'activité des GRD wallons. 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 parce qu'il n'y aurait pas d'évolution significative du métier des GRD.

Dans le courant de la concertation, certains GRD ont avancé le fait que les hypothèses retenues par la CWaPE seraient parfois sous-estimées. Des chiffres, qui seraient tirés de ce qui est présenté comme des « plans industriels », ont parfois été cités par certains GRD en indiquant qu'ils seraient probablement supérieurs à ceux découlant du projet de méthodologie alors en préparation.

La CWaPE ne partage pas cette affirmation compte tenu des données dont elle dispose mais aussi des pénuries de main d'œuvre et de matériaux qui rendent difficiles la réalisation de chantiers ambitieux à court ou moyen terme. Il n'est pas non plus impossible que le développement de technologies et/ou la réduction du prix de technologies existantes telles les batteries domestiques qui flexibilisent la demande d'électricité – en sus de la tarification incitative élaborée par la CWaPE - viennent mitiger ces besoins d'investissements estimés par les GRD. La CWaPE a toutefois décidé d'apporter une réponse appropriée à cette remarque en introduisant dans le projet de méthodologie tarifaire un mécanisme de révision possible des coûts additionnels de transition. Cette disposition pourra en effet être activée par les GRD en cours de période régulatoire s'il s'avère que les besoins en investissement se révèlent plus importants, compte tenu des données mesurées sur l'évolution de la pointe du réseau électricité, que ce que la méthodologie tarifaire avait prévu initialement. Cette possibilité supplémentaire de révision devrait donc permettre aux GRD de faire face à leurs défis en toutes hypothèses tout en restant vigilants au niveau des budgets.

Malgré la prudence de la CWaPE, il est toutefois probable que les investissements massifs dans les réseaux de distribution combinés avec la forte indexation que nous connaissons depuis 2022 puissent générer une hausse des tarifs de distribution dès 2025. Cette potentielle augmentation des tarifs ne peut raisonnablement pas se faire sans le moindre garde-fou. Dans le contexte actuel de crise énergétique et de déficit de compétitivité de la Wallonie, en ce qui concerne la hauteur de ses tarifs régulés, il est en effet fondamental que la CWaPE impose, en contrepartie de ces lourds investissements de réseau et des augmentations tarifaires potentielles, des efforts d'efficacité de la part des GRD afin que leurs objectifs soient remplis au meilleur coût et que les tarifs soient maîtrisés au mieux. La CWaPE est en effet garante de tarifs soutenables pour les consommateurs tout en permettant la transition énergétique, ceux-ci étant déjà confrontés à la hausse de la commodité.

La CWaPE a donc renforcé dans son projet de méthodologie tarifaire le facteur d'efficacité destiné à inciter financièrement les GRD à atteindre un niveau de coûts efficaces. Ce facteur d'efficacité représente un pourcentage annuel de réduction des coûts afin que l'entreprise atteigne un niveau considéré comme « efficace ». 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 efficacité de façon graduelle sur la période régulatoire pluriannuelle.

La mesure de l'efficacité de chaque GRD wallon a été établie, avec l'appui du consultant Schwartz & Co, au regard d'un *benchmarking* des performances des GRD issus des autres régions et Etats voisins.

Les travaux du consultant ont débuté avec la réalisation d'une étude visant à proposer une méthode appropriée de la mesure de l'efficacité individuelle des GRD d'électricité et de gaz wallons. Une fois le modèle adopté, l'exercice de mesure de l'efficacité a été réalisé sur la base de données provenant de tous les GRD belges et d'un échantillon de GRD allemands. Le score d'efficacité de chaque GRD wallons pour les années 2019 à 2022 a ensuite été déterminé par comparaison avec la frontière d'efficacité définie. La CWaPE a calculé la moyenne des scores d'efficacité des années 2019 à 2022 de chaque GRD (cette moyenne varie entre 92% et 100% selon le GRD) et en a déduit des facteurs d'efficacité individuels.

Dans le courant de la concertation qui s'est tenue avec les GRD, il est apparu qu'au vu de l'urgence imposée par les investissements en faveur de la transition énergétique, l'effort d'efficacité ainsi calculé pouvait être réduit de moitié pour la période régulatoire à venir. Au cours de la période régulatoire 2025-2029, il ne sera donc demandé aux GRD de ne réaliser que 50 % de l'effort d'efficacité prévu. Les facteurs d'efficacité individuels applicables à la période régulatoire 2025-2029 varient entre 0% et 1,43% par an selon les GRD.



En complément de ce facteur d'efficacité, la CWaPE a aussi prévu d'utiliser des indicateurs de qualité pour que la maîtrise des coûts recherchée ne se fasse pas au détriment de la qualité des services offerts. Des objectifs individuels sont fixés pour chaque GRD dans le but de maintenir le niveau de qualité existant. Les indicateurs de performance porteront sur la fiabilité et la disponibilité des réseaux, les délais de raccordement, les données de comptage et la satisfaction des clients finals.

Enfin, la méthodologie tarifaire doit garantir aux GRD et à leurs actionnaires une rémunération équitable des capitaux investis. Compte tenu de la grande volatilité des marchés financiers que l'on connaît actuellement et donc d'un contexte incertain, la CWaPE s'est appuyée sur le pôle *consulting* de la Banque européenne d'investissement (BEI) qui a désigné le bureau CEPA, établi à Londres, pour objectiver les règles qui fixeront la marge bénéficiaire équitable des GRD, et ce grâce à un travail de *benchmarking* et d'analyse robuste. Dans ce contexte, la CWaPE a veillé à ce que, conformément au décret tarifaire, la rémunération prévue par la présente méthodologie tarifaire :

- 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 ;
- Permette aux actionnaires du GRD ayant investi dans le réseau d'obtenir un taux de rendement stable et suffisant ; et
- Soit cohérente par rapport aux attentes du marché pour des activités présentant un risque comparable.

En ce qui concerne la marge bénéficiaire équitable des GRD, il convient de noter qu'une modification a été apportée 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. 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. Il est apparu dès lors injustifié d'imposer aux URD de continuer à rémunérer, à travers les tarifs de distribution, des investissements qui n'ont en réalité pas eu lieu. La CWaPE a donc souhaité 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 dixième par an sur la période réglementaire susvisée. À partir de 2035, plus aucune rémunération ne devrait être perçue par les GRD sur la plus-value de réévaluation.

## ▪ LA STRUCTURE TARIFAIRE

Le projet de méthodologie tarifaire qui a été soumis à consultation et concertation vise aussi à opérer des changements très importants en ce qui concerne la structure tarifaire applicable pour l'utilisation des réseaux de distribution, en particulier d'électricité.

Pour l'électricité, le changement le plus important relatif aux tarifs périodiques basse tension s'inscrit dans le droit fil de ce qui est prévu dans le décret tarifaire, à savoir inciter les consommateurs, en basse tension, à prélever l'électricité qu'ils consomment aux moments où elle est la plus abondante. 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 en effet de modifier les incitants tarifaires actuellement en place afin que les tarifs puissent contribuer à une utilisation collective optimale des réseaux. Cette utilisation optimale des réseaux passe 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.

À cette fin, le projet de méthodologie tarifaire qui a été soumis à consultation et concertation, prévoyait quatre plages tarifaires avec des propositions de tensions incitatives entre celles-ci afin d'encourager des prélèvements la nuit et pendant les heures solaires. Il est à noter qu'à côté des mécanismes de flexibilité, d'un recours approprié au stockage d'électricité et bien entendu des interventions ciblées ou structurelles dans les réseaux, cette tarification incitative doit constituer l'une des réponses aux problèmes de congestions et de surtensions parfois constatés dans les réseaux et qui se manifestent notamment par des « décrochages d'onduleurs » chez les prosumers.

Les réactions reçues de la part des parties prenantes par rapport à ce projet sont généralement très favorables, même si certains ont insisté sur l'attention à porter sur les impacts éventuellement pénalisants qui pourraient être subis par des consommateurs qui ne sont pas en mesure de déplacer leurs prélèvements. Certains acteurs ont par ailleurs proposé certains amendements comme la possibilité de prévoir une cinquième plage tarifaire. Il est surtout apparu que l'entrée en vigueur de ces nouvelles plages tarifaires n'était techniquement pas possible avant un certain délai compte tenu des adaptations devant être mises en œuvre par les acteurs (comptage, *sourcing*, traitement des données...). Pour cette raison, la présente méthodologie tarifaire entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et reprendra tous les grands principes de la nouvelle structure tarifaire basse tension. Des lignes directrices spécifieront précisément d'ici le 15 juillet 2024 certains calibrages plus fins dont la définition des plages et des tensions tarifaires des tarifs de prélèvement d'électricité basse tension qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2026. Le délai ainsi imparti d'ici la rédaction de ces lignes directrices sera mis à profit par la CWaPE, pour simuler, en collaboration avec les GRD wallons, l'impact de plusieurs structures tarifaires (différentes plages et tensions tarifaires) sur diverses catégories de consommateurs. Les GRD ont été consultés dans le cadre la préparation du cahier des charges encadrant cette étude qui va démarrer courant 2023 et ils feront partie, avec la CWaPE et les fournisseurs d'un comité d'accompagnement. La remise du rapport final sera attendue pour la fin de l'année 2023. La structure tarifaire qui sera sélectionnée à la suite de ces analyses et qui sera mise en œuvre à partir de 2026 veillera en particulier à ne pas pénaliser les consommateurs qui ne peuvent pas modifier leur comportement de consommation ou qui ont une faible consommation.

En ce qui concerne le terme « prosumer » des tarifs périodiques d'électricité, il convient de souligner que la CWaPE a fait le choix de réserver l'application du mécanisme de plafonnement au montant du tarif capacitaire aux seuls *prosumers* bénéficiant de la compensation visée dans le décret du 1<sup>er</sup> octobre 2020 relatif à la fin de la compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau et à l'octroi de primes pour promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie et la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelable, à l'exclusion des *prosumers* qui n'en bénéficient pas ou qui y renoncent volontairement. Ces derniers se verront appliquer, la tarification proportionnelle sur leurs prélèvements bruts. Par ailleurs, 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 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.

En ce qui concerne le tarif d'injection, la présente méthodologie tarifaire en exonère toutes les installations de stockage dans la mesure où il s'agit d'une restitution d'électricité et non de l'injection d'une production nouvelle. Dans le cas particulier d'un raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité, la présente méthodologie tarifaire prévoit que le prélèvement réalisé ne constitue pas une consommation finale, puisque l'énergie stockée sera ultérieurement réinjectée. Dans ce contexte, les tarifs pour obligations de service public et pour les surcharges ne seront pas appliqués à ces prélèvements. Ces mêmes raccordements sont aussi exonérés d'une partie des tarifs de refacturation du transport en vue de favoriser la flexibilité sur le réseau de distribution.

La présente méthodologie tarifaire prévoit également un régime tarifaire particulier pour le partage d'énergie au sein d'un même bâtiment. L'utilisation du réseau de distribution d'électricité dans l'enceinte d'un bâtiment, dans le cadre d'une activité de partage d'énergie, est en effet relativement restreinte. Dans ce contexte, la présente méthodologie tarifaire prévoit une réduction de 80% des tarifs proportionnels d'utilisation du réseau de distribution et de refacturation du transport.

La présente méthodologie tarifaire prévoit aussi d'agir sur les effets délétères croissants de l'énergie réactive en ciblant les comportements problématiques à travers une tarification plus incitative des dépassements d'énergie réactive en prélèvement et, potentiellement, en injection.

Pour les tarifs applicables aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT, T-BT ou BT de catégorie 1), les dispositions sont en grande partie identiques à celles de la méthodologie tarifaire 2019-2023. De nouveaux projets-pilotes sont nécessaires pour établir le bien-fondé d'une révision de la structure tarifaire pour renforcer encore son caractère incitatif.

Concernant le gaz, contrairement aux tarifs de distribution d'électricité qui ont fait l'objet d'une révision en profondeur par la CWaPE en ce qui concerne la basse tension, les tarifs périodiques de distribution de gaz et leur structure n'ont quant à eux pas fait l'objet d'une telle révision (pas de risque de pointe à maîtriser dans les réseaux, stockage répondant à des réalités différentes...). Seuls quelques aménagements ont été apportés (extension de l'injection à tous les gaz compatibles, intégration du *virtual pipe* dans les grilles tarifaires...).

Enfin, dans la partie de la présente méthodologie tarifaire relative aux tarifs non périodiques de distribution, la CWaPE confirme l'harmonisation et l'uniformisation des tarifs non périodiques les plus fréquemment facturés, mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2024. La CWaPE identifie par ailleurs un certain nombre de prestations pour lesquelles les GRD ne peuvent appliquer de tarifs non périodiques.

# LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

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

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

Vu le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ;

Considérant les motifs exposés en annexe de la présente décision ;

Le Comité de direction de la CWaPE adopte la méthodologie tarifaire suivante :

MT 2025-2029

# TITRE I. GÉNÉRALITÉS

## CHAPITRE 1 - OBJET ET DÉFINITIONS

**Article 1.** La présente méthodologie tarifaire fixe la méthode de détermination des tarifs périodiques et non périodiques relatifs aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz ainsi que des tarifs de refacturation du transport, appliqués par les gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne dans le cadre de leurs activités régulées.

**Article 2.** La méthodologie tarifaire s'applique pendant une période régulatoire de 5 ans qui commence le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et prend fin le 31 décembre 2029.

**Article 3.** § 1<sup>er</sup>. Les définitions contenues dans les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ainsi que du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, s'appliquent à la présente méthodologie.

§ 2. Les définitions contenues 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, et dans l'arrêté du Gouvernement wallon du 12 juillet 2007 relatif à la révision du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et l'accès à ceux-ci, s'appliquent à la présente méthodologie.

§ 3. Sous réserve de modification des décrets et règlements précités, il convient d'entendre par :

- 1° « amortissements » : montants pris en charge par le compte de résultats relatifs aux immobilisations incorporelles et corporelles dont l'utilisation est limitée dans le temps, en vue, soit de répartir le coût d'acquisition de ces immobilisations sur leur durée d'utilité ou d'utilisation probable, soit de prendre en charge ces frais et coûts au moment où ils sont exposés ;
- 2° « année d'exploitation » : une année calendrier ;
- 3° « bêta des fonds propres » : le facteur bêta est un coefficient de volatilité ou de sensibilité. Il mesure la sensibilité d'un titre par rapport au marché ;
- 4° « *bonus* » : écart en faveur du gestionnaire de réseau entre une charge nette budgétée et une charge nette réelle lorsque cette dernière est inférieure à la charge nette budgétée ;
- 5° « capacité de rebours » : capacité souscrite par l'utilisateur de réseau auprès de son GRD pour effectuer le rebours du réseau de distribution sur lequel il injecte vers le réseau de transport. Le GRD veille à ce que la capacité de rebours de l'installation du GRD permette d'absorber la totalité des capacités de rebours souscrites pour une période donnée ;
- 6° « charges nettes liées aux immobilisations » : charges et produits appartenant à l'une des rubriques comptables suivantes du PCMN:

- 630 Dotations aux amortissements et aux réductions de valeur sur immobilisations ;
  - 6601 Amortissements et réductions de valeur exceptionnels sur immobilisations incorporelles ;
  - 6602 Amortissements et réductions de valeur exceptionnels sur immobilisations corporelles ;
  - 663 Moins-values sur réalisation d'actifs immobilisés ;
  - 7600 Reprises d'amortissements et de réductions de valeur sur immobilisations incorporelles ;
  - 7601 Reprises d'amortissements et de réductions de valeur sur immobilisations corporelles ;
  - 763 Plus-values sur réalisation d'actifs immobilisés ;
  - 753 Amortissement des subsides en capital et en intérêts ;
- 7° « clé de répartition » : toute clé forfaitaire utilisée pour l'attribution des charges à des prestations dans des proportions fixées conventionnellement lorsqu'un lien causal direct entre les charges et les prestations n'existe pas ou ne peut pas être mesuré ;
- 8° « décret électricité » : le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;
- 9° « décret gaz » : le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ;
- 10° « décret tarifaire » : le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ; « dotation/ reprise de provision » : dotation/utilisation de reprise de provision pour pension et obligations similaires, pour grosses réparations et gros entretiens, provisions pour obligations environnementales et pour autres risques et charges comptabilisées dans les comptes 635/8 ;
- 11° « électricité brute » : énergie active prélevée pendant une période déterminée, qui s'exprime en wattheure et ses multiples du Système international d'unités ;
- 12° « électricité nette » : énergie brute prélevée de laquelle est déduite l'énergie active injectée pendant la même période. Dans le cas d'un *prosumer* qui a droit à la compensation, la période concernée est la période de facturation. Dans le cas d'un raccordement exclusivement dédié au stockage d'électricité, la durée de la période est l'année civile ;
- 13° « électricité partagée » : énergie injectée dans le réseau pendant une période déterminée et mise à disposition des participants à un partage d'énergie ;
- 14° « électricité partagée consommée » : part de la consommation d'un utilisateur de réseau de distribution prélevée du réseau et provenant d'électricité partagée ;
- 15° « électricité résiduelle » : part de la consommation d'un utilisateur de réseau de distribution prélevée du réseau mais ne provenant pas d'électricité partagée ;
- 16° « GRD » : gestionnaire de réseau de distribution ;
- 17° « harmoniser » : fixer des règles précises d'affectation des charges et produits aux différents tarifs ou fixer une structure tarifaire identique pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, et cela, sans uniformiser les tarifs ;

- 18° « *malus* » : écart à charge du gestionnaire de réseau entre une charge nette budgétée et une charge nette réelle lorsque cette dernière est supérieure à la charge nette budgétée ;
- 19° « *péréquater* » : 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 ;
- 20° « *plus-value iRAB* » : différence positive entre la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telle que fixée au 31 décembre 2001 pour l'électricité, au 31 décembre 2002 pour le gaz, et la valeur comptable nette amortie des immobilisations corporelles régulées au 31 décembre 2001 pour l'électricité, au 31 décembre 2002 pour le gaz ;
- 21° « *plus-value indexation historique* » : valeur d'acquisition indexée jusqu'au 31 décembre 2001 des immobilisations corporelles régulées des 30 dernières années, de laquelle sont soustraits les amortissements de la valeur indexée tels qu'ils figurent dans le bilan des GRD ;
- 22° « *plus-value de réévaluation* » : somme de la « *plus-value iRAB* » et de la « *plus-value indexation historique* » ;
- 23° « *projet-pilote* » : projet pilote au sens de l'article 21 du décret tarifaire ;
- 24° « *prosumer* » : utilisateur du réseau de distribution basse tension disposant d'une installation de production d'électricité décentralisée dont la puissance est inférieure ou égale à 10kVA, susceptible d'injecter et de prélever de l'électricité au réseau sur le même point de raccordement ;
- 25° « *puissance électrique nette développable* » ( $P_{end}$ ) : puissance électrique générée par l'installation de production d'électricité avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de l'installation de la puissance maximale réalisable et exprimée en kW<sub>e</sub> ;
- 26° « *rapport qualité* » : le rapport visé à l'article I.12 du RTDE, ainsi que le rapport visé à l'article 6 du RTDG ;
- 27° « *revenu autorisé* » : revenu total au sens de l'article 1<sup>er</sup> du décret tarifaire, tel que défini dans la présente méthodologie ;
- 28° « *RTDE* » : acronyme utilisé pour faire référence à 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 ;
- 29° « *RTDG* » : acronyme utilisé pour faire référence à l'arrêté du Gouvernement wallon du 12 juillet 2007 relatif à la révision du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et l'accès à ceux-ci ;
- 30° « *sociétés liées* » : la ou les sociétés lié(es) au gestionnaire de réseau au sens de l'article 1:20, 1°, du code des sociétés et des associations ;

- 31° « solde régulateur » : écart entre une charge ou un produit budgété et une charge ou un produit réel qui est à charge ou en faveur des utilisateurs du réseau dans leur ensemble et qui sera répercuté dans les tarifs du gestionnaire de réseau ;
- 32° « stockage d'électricité » : le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui où elle a été produite, ou la conversion de l'électricité en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en électricité ;
- 33° « taux sans risque » : mesure du rendement attendu d'un investissement dans un placement libre de tout risque ;
- 34° « uniformiser » : fixer un tarif ou une grille tarifaire identique pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution, accompagnée d'un mécanisme de compensation des coûts au sein de chaque gestionnaire de réseau de distribution par l'adaptation des recettes perçues via les autres tarifs de ce gestionnaire de réseau de distribution ;
- 35° « URD » : utilisateur de réseau de distribution ;
- 36° « volume de rebours » : correspond au nombre de m<sup>3</sup> (ou kWh PCS) qui ont transité par l'installation de rebours. Dans le cas où plusieurs producteurs réalisent le rebours sur un même point d'interconnexion (GRD/GRT), le volume est attribué à chaque producteur au prorata du volume injecté en surplus de la capacité souscrite sans rebours ;
- 37° « zone résidentielle » : 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 dont le schéma d'orientation local prévoit l'affectation résidentielle, telles que visées dans le Code du développement territorial.



## CHAPITRE 2 - LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS

**Article 4.** La procédure d’approbation des tarifs périodiques et non périodiques de distribution est composée de deux phases successives, à savoir :

1. la procédure d’approbation de la proposition de revenu autorisé ;
2. la procédure d’approbation des propositions de tarifs périodiques et non périodiques.

**Article 5.** § 1<sup>er</sup>. La CWaPE approuve, pour chaque année de la période régulatoire, le montant du revenu autorisé sur la base d’une proposition émanant du gestionnaire de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre II de la présente méthodologie.

§ 2. Le revenu autorisé est imputé, pour l’électricité, aux différents niveaux de tension, pour le gaz, aux différentes catégories tarifaires, et est transposé par la suite en tarifs périodiques de distribution. Cette imputation tient compte de la réflectivité des coûts liés aux différents niveaux de tension ou catégories tarifaires.

§ 3. La CWaPE approuve, pour chaque année de la période régulatoire, les tarifs périodiques sur la base d’une proposition émanant du gestionnaire de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre III de la présente méthodologie.

**Article 6.** § 1<sup>er</sup>. Le revenu autorisé, tel que proposé par les gestionnaires de réseau de distribution, inclut le budget des produits issus des tarifs non périodiques.

§ 2. La CWaPE approuve, pour chaque année de la période régulatoire, les tarifs non périodiques de distribution sur la base d’une proposition émanant du gestionnaire de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre III de la présente méthodologie.

**Article 7.** La CWaPE approuve, chaque année de la période régulatoire, les tarifs de refacturation du transport, sur la base d’une proposition émanant des gestionnaires de réseau, établie conformément aux dispositions visées par le titre V de la présente méthodologie.

# TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ

## CHAPITRE 1 - LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ

### Section 1 : Le calcul du revenu autorisé

**Article 8.** Pour chaque année de la période régulatoire, le calcul du revenu autorisé est réalisé en application de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CNCC_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

Avec :

- N= année d'exploitation de la période régulatoire ;
- $RA_N$  = revenu autorisé de l'année N ;
- $CNO_N$  = charges nettes opérationnelles de l'année N ;
- $CNCC_N$  = charges nettes relatives aux compteurs communicants électricité de l'année N ;
- $Q_N$  = terme « qualité » de l'année N ;
- $MBE_N$  = marge bénéficiaire équitable de l'année N ;
- $SR_N$  = quote-part des soldes régulatoires affectés au revenu autorisé de l'année N.

## Section 2 : Les charges nettes opérationnelles

### 2.1. Définition

**Article 9.** Les charges nettes opérationnelles, au sens de la présente méthodologie, sont les charges opérationnelles après déduction des produits opérationnels que le gestionnaire de réseau de distribution supporte dans le cadre de l'exécution de ses activités régulées à l'exception des charges nettes d'utilisation du réseau de transport, visées au titre V de la présente méthodologie.

**Article 10. § 1<sup>er</sup>.** Les charges et produits opérationnels font partie de l'une des catégories suivantes du Plan Comptable Minimum Normalisé (PCMN) belge :

60	Approvisionnements et marchandises
61	Services et biens divers
62	Rémunérations, charges sociales et pensions
630	Dotations aux amortissements et aux réductions de valeur sur immobilisations
631/4	Réductions de valeur sur stock, commandes en cours d'exécution, créances commerciales à plus d'un an, créances commerciales à un an au plus
635/8	Provisions pour pension et obligations similaires, provisions pour grosses réparations et gros entretiens, provisions pour obligations environnementales, provisions pour autres risques et charges
640/8	Autres charges d'exploitation
649	Charges d'exploitation portées à l'actif titre de restructuration
65	Charges financières
66	Charges d'exploitation ou financières non récurrentes
67	Impôts sur le résultat
70	Chiffre d'affaires à l'exclusion du chiffre d'affaires issu de l'application des tarifs périodiques.
71	Variation des stocks et des commandes en cours d'exécution
72	Production immobilisée
74	Autres produits d'exploitation dont le cas échéant les produits issus des tarifs non périodiques
75	Produits financiers
76	Produits d'exploitation ou financiers non récurrents
77	Régularisations d'impôt et reprises de provisions fiscales

**§ 2.** Bien qu'appartenant aux catégories du PCMN précitées, les dotations et reprises de réduction de valeur exceptionnelles sur les immobilisations financières sont exclues du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 11.** Les charges et produits opérationnels sont classifiés en tant que « non contrôlables » ou « contrôlables », conformément aux articles 12 et 13.

## 2.2. Les charges et produits opérationnels non contrôlables

**Article 12. § 1<sup>er</sup>.** Sont qualifiés de charges et produits opérationnels non contrôlables, les éléments suivants :

- 1° les charges et les produits émanant de factures de transit (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises ou reçues par le gestionnaire de réseau de distribution ;
- 2° les charges émanant de factures d'achat d'électricité (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique ;
- 3° les charges émanant de factures d'achat d'électricité ou de gaz (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau ;
- 4° les produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité ou de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution, ainsi que les montants issus de la compensation des coûts, telle que visée à l'article 2 (pour le gaz) et à l'article 3 (pour l'électricité) des arrêtés royaux du 29 mars 2012<sup>1</sup>, résultant de l'application du tarif social ;
- 5° les charges émanant de factures (déduction faite des éventuelles notes de crédit) émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation ;
- 6° les charges d'achat des certificats verts permettant au gestionnaire de réseau de respecter ses obligations annuelles en matière de quotas conformément à l'article 25 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ;
- 7° la redevance de voirie établie en application de l'arrêté du Gouvernement wallon du 28 novembre 2002 relatif à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau électrique et de l'arrêté du Gouvernement wallon du 15 juillet 2010 relatif à la redevance pour occupation du domaine public par le réseau gazier ;
- 8° la charge fiscale effectivement due déterminée pour l'activité régulée du GRD après déduction le cas échéant de l'impôt sur le bonus ;
- 9° les taxes, surcharges et prélèvements fédéraux, régionaux, provinciaux et locaux, les précomptes immobiliers et mobiliers, à l'exclusion de la charge fiscale résultant de l'application de l'impôt sur les sociétés ;
- 10° les cotisations de responsabilisation dues à l'ONSSAPL par le gestionnaire de réseau de distribution en application de la loi du 24 octobre 2011<sup>2</sup> ;
- 11° les charges des pensions non capitalisées, versées aux membres du personnel ou ayants droit au *pro rata* de leurs années de service dans une activité régulée de gestion de réseau ou de fourniture d'électricité dans la distribution, conformément à une convention collective de travail ou une convention suffisamment formalisée, ou remboursée à leur employeur à cette

---

<sup>1</sup> Arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge et arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge.

<sup>2</sup> Loi du 24 octobre 2011 assurant un financement pérenne des pensions des membres du personnel nommé à titre définitif des administrations provinciales et locales et des zones de police locale et modifiant la loi du 6 mai 2002 portant création du fonds des pensions de la police intégrée et portant des dispositions particulières en matière de sécurité sociale et contenant diverses dispositions modificatives (*M.B.* du 3 novembre 2011).

fin par un gestionnaire de réseau de distribution, conformément aux obligations contractuelles encourues de celui-ci avant le 30 avril 1999, pour autant que ces charges soient étalées dans le temps conformément aux règles existantes établies antérieurement au 30 avril 1999 ou acceptées ultérieurement par la CREG ou la CWaPE ;

12° les charges de distribution supportées par le gestionnaire de réseau de distribution pour sa clientèle propre ;

13° les charges de transport supportées par le gestionnaire de réseau de distribution pour sa clientèle propre ;

14° les charges et les produits du gestionnaire de réseau liés à l'achat de gaz SER ;

15° les montants définitivement non recouverts par le gestionnaire de réseau de distribution à la suite d'une faillite, d'une liquidation ou d'une réorganisation judiciaire d'un fournisseur, tels qu'ils figurent dans des documents officiels (attestation de non-recouvrement émise par le curateur, jugement du Tribunal de l'entreprise, décompte de l'huissier, etc.), pour autant que le gestionnaire de réseau démontre qu'il a préalablement strictement appliqué tous les moyens de contrôle à sa disposition, notamment les dispositions prévues dans le contrat d'accès, qui lui permettent de sécuriser (garanties bancaires, lettre de confort...) et de recouvrer sa créance (rappel, mise en demeure, citation...).

**§ 2.** Les charges et produits visés au § 1<sup>er</sup> du présent article ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous-jacentes.

### **2.3. Les charges et produits opérationnels contrôlables**

**Article 13.** Les charges et produits opérationnels qui ne sont pas considérés comme non contrôlables en vertu de l'article 12, sont considérés comme des charges et produits opérationnels contrôlables.

## Section 3 : Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants électricité

**Article 14.** § 1<sup>er</sup>. Conformément à l'article 15, § 1<sup>er</sup> et § 2, alinéa 2, 6°, du décret électricité et à l'article II.2 du RTDE, le GRD établit annuellement un plan d'adaptation du réseau qui contient un plan de déploiement des compteurs communicants « électricité ». Ce plan de déploiement des compteurs communicants « électricité » doit porter sur les segments prioritaires identifiés à l'article 35 du décret électricité, en tenant compte respectivement des échéances du 1<sup>er</sup> janvier 2023 et du 31 décembre 2029. Le plan de déploiement ne peut pas inclure d'autres catégories de clients que celles visées audit article.

§ 2. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants « électricité » sont déterminées par le GRD sur la base de son plan de déploiement des compteurs communicants visé au § 1<sup>er</sup>. Ces charges peuvent inclure :

- 1° des charges nettes opérationnelles ;
- 2° des charges nettes liées aux immobilisations corporelles additionnelles ;
- 3° des charges nettes liées aux immobilisations incorporelles additionnelles.

**Article 15.** Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants « électricité » sont définies selon la formule suivante :

$$CNCC_N = [CNCC_{fixe_N} + CNCC_{variable_N}]$$

Avec :

- $CNCC_{fixe_N}$  = charges nettes fixes relatives au déploiement des compteurs communicants déterminées ex ante pour l'année N ;
- $CNCC_{variable_N}$  = charges nettes variables relatives au déploiement des compteurs communicants déterminées ex ante pour l'année N

○ Où  $CNCC_{variable} = CNU_{\text{compteurs communicants budgétée}} \times \text{variable}_{\text{compteurs communicants budgétée}}$

Avec :

- $CNU_{\text{compteurs communicants budgétée}}$  = charge nette unitaire prévisionnelle relative aux compteurs communicants ;
- $\text{variable}_{\text{compteurs communicants budgétée}}$  = valeur prévisionnelle de la variable.

**Article 16.** § 1<sup>er</sup>. Conformément à l'article 4, § 2, 22°, du décret tarifaire, le gestionnaire de réseau de distribution doit démontrer que la charge tarifaire du déploiement des compteurs communicants « électricité » n'impacte que marginalement la facture des utilisateurs.

§ 2. Est considérée comme ayant un impact marginal sur la facture des utilisateurs au sens du § 1<sup>er</sup> du présent article, la charge tarifaire (charges nettes annuelles relatives au déploiement des compteurs communicants de l'année N divisées par les volumes prévisionnels de prélèvement BT de l'année N) du déploiement des compteurs communicants « électricité » qui est inférieure aux seuils repris dans le tableau ci-dessous :

Seuils impact marginal	
2025	1,7760 €/MWh
2026	1,8062 €/MWh
2027	1,8369 €/MWh
2028	1,8681 €/MWh
2029	1,8999 €/MWh

Les volumes prévisionnels de prélèvement des années 2025 à 2029 correspondent à la moyenne des volumes de prélèvement basse tension (hors éclairage public) réels des années 2019 à 2022.

## Section 4 : La marge bénéficiaire équitable

### 4.1. Définition de la marge bénéficiaire équitable

**Article 17.** § 1<sup>er</sup>. La marge bénéficiaire équitable (MBE) constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau dans le réseau de distribution. Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution.

§ 2. La marge bénéficiaire équitable est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés et sur les personnes morales, mais avant application du précompte mobilier sur les dividendes.

### 4.2. Détermination de la marge bénéficiaire équitable

**Article 18.** *Ex ante*, pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant de la marge bénéficiaire équitable selon la formule ci-dessous :

$$MBE \text{ budgétée }_N = (RAB \text{ budgétée hors plus-value de réévaluation}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}) + (\text{plus-value de réévaluation budgétée}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}'_N)$$

Avec :

- N = année d'exploitation de la période régulatoire 2025-2029 ;
- RAB budgétée hors plus-value de réévaluation<sub>N</sub> = base d'actifs régulés budgétée de l'année N, hors plus-value de réévaluation, déterminée conformément à l'article 25 ;
- Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation déterminé conformément aux dispositions des articles 31 et 32 ;
- Plus-value de réévaluation budgétée<sub>N</sub> = plus-value de réévaluation budgétée de l'année N déterminée conformément à l'article 27 ;
- Pourcentage de rendement autorisé'<sub>N</sub> = pourcentage de rendement autorisé de l'année N, applicable à la plus-value de réévaluation, déterminé conformément aux dispositions des articles 33 et 34.

**Article 19.** *Ex post*, pour chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant de la marge bénéficiaire équitable selon la formule ci-dessous :

$$MBE \text{ réelle }_N = (RAB \text{ réelle hors plus-value de réévaluation}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}) + (\text{plus-value de réévaluation réelle }_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}'_N)$$

Avec :

- N = année de la période régulatoire 2025-2029 ;
- RAB réelle hors plus-value de réévaluation<sub>N</sub> = base d'actifs régulés réelle de l'année N hors plus-value de réévaluation déterminée conformément à l'article 25 ;
- Plus-value de réévaluation réelle<sub>N</sub> = plus-value de réévaluation réelle de l'année N déterminée conformément à l'article 27 ;

- Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé, applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation, déterminé conformément aux dispositions des articles 31 et 32 ;
- Pourcentage de rendement autorisé<sub>N</sub> = pourcentage de rendement autorisé de l'année N, applicable à la plus-value de réévaluation déterminé conformément aux dispositions des articles 33 et 34.

### 4.3. Définition de la base d'actifs régulés

**Article 20.** § 1<sup>er</sup>. La base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation des gestionnaires de réseau de distribution se compose de la valeur nette comptable des éléments suivants, pour autant qu'ils fassent partie de l'activité régulée du gestionnaire de réseau et qu'ils soient approuvés par la CWaPE :

- 1° les immobilisations corporelles ;
- 2° les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques telles qu'approuvées par le réviseur, dissociées du matériel, acquises ou créées pour la gestion des activités régulées (à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014) ;
- 3° les immobilisations en cours.

§ 2. La valeur nette comptable d'un actif (VNC) est la valeur brute de cet actif (prix d'achat ou coût de revient, par exemple), minorée du montant des amortissements ou des dépréciations, des interventions de tiers et des subsides.

§ 3. Le montant annuel des amortissements des actifs régulés est déterminé conformément à l'article 26.

**Article 21.** La valorisation de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation prise en compte pour le calcul de la marge bénéficiaire équitable correspond à la moyenne arithmétique entre la valeur de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation au 1<sup>er</sup> janvier et la valeur de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation au 31 décembre de l'année considérée, formulée comme suit :

$$RAB_N = \frac{RAB_{01-01-N} + RAB_{31-12-N}}{2}$$

**Article 22.** La valorisation de la plus-value de réévaluation prise en compte pour le calcul de la marge bénéficiaire équitable correspond à la moyenne arithmétique entre la valeur de la plus-value de réévaluation au 1<sup>er</sup> janvier et la valeur de la plus-value de réévaluation au 31 décembre de l'année considérée, formulée comme suit :

$$Plus - value de réévaluation_N = \frac{PV_{01-01-N} + PV_{31-12-N}}{2}$$



## 4.4. Règles d'évolution de la base d'actifs régulés

### 4.4.1. Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation

**Article 23. § 1<sup>er</sup>.** La valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation est la valeur de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation au 1<sup>er</sup> janvier 2025 et est déterminée comme suit :

À la valeur nette comptable au 31 décembre 2022, de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation, est ajoutée la valeur d'acquisition des investissements « réseau » (tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement) et « hors réseau » (inclues les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques), des années 2023 et 2024.

De la valeur nette comptable au 31 décembre 2022 telle qu'approuvée par la CWaPE, de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation, sont déduits :

- 1° la valeur nette comptable des actifs régulés, tels que définis à l'article 20, mis hors service ou réalisés au cours des années 2023 et 2024 ;
- 2° les amortissements des actifs régulés, tels que définis à l'article 20, des années 2023 et 2024 ;
- 3° les interventions de tiers relatives aux actifs régulés, tels que définis à l'article 20, des années 2023 et 2024 ;
- 4° la partie des subsides relatifs aux actifs régulés, tels que définis à l'article 20, des 2023 et 2024.

**§ 2.** *Ex ante*, dans la proposition de revenu autorisé, les investissements « réseau » des années 2023 et 2024 visés au § 1<sup>er</sup> doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année.

**§ 3.** *Ex ante*, les investissements « hors réseau » visés au § 1<sup>er</sup> doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année.

#### 4.4.2. Détermination de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation

**Article 24.** La valeur initiale de la plus-value de réévaluation est la valeur de la plus-value de réévaluation au 1<sup>er</sup> janvier 2025 et est déterminée comme suit.

De la plus-value de réévaluation au 31 décembre 2022, sont déduites :

- 1° la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2023 et 2024 pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés en réserve au passif du bilan du gestionnaire de réseau. La CWaPE contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les mises hors service enregistrées. La méthode appliquée par le gestionnaire de réseau de distribution en vue de déterminer les mises hors service techniques est attestée par le réviseur du gestionnaire de réseau de distribution concerné.
- 2° le cas échéant, la partie de la plus-value indexation historique relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2023 et 2024.

#### 4.4.3. Évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation (à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025)

**Article 25.** § 1<sup>er</sup>. La valeur de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation évolue, chaque année de la période régulatoire, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025, par :

- 1° l'ajout de la valeur d'acquisition des investissements « réseau » (tant les investissements d'extension que les investissements de remplacement) et « hors réseau » (inclues les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques) de l'année concernée ;
- 2° la déduction de la valeur comptable nette des actifs régulés, tels que définis à l'article 20, mis hors service au cours de l'année concernée ;
- 3° la déduction des amortissements des actifs régulés, tels que définis à l'article 20, de l'année concernée ;
- 4° la déduction des interventions de tiers relatives aux actifs régulés, tels que définis à l'article 20, de l'année concernée ;
- 5° la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux actifs régulés, tels que définis à l'article 20, de l'année concernée.

Le résultat de ces opérations donne la valeur finale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation de l'année d'exploitation concernée et est reprise comme valeur de départ de la base d'actifs régulés hors plus-value iRAB de l'année suivante.

**§ 2.** *Ex ante*, les investissements « réseau » visés au § 1<sup>er</sup> doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année de la période régulatoire.

**§ 3.** *Ex ante*, les investissements « hors réseau » visés au § 1<sup>er</sup> doivent faire l'objet d'un budget précis et détaillé pour chaque année de la période régulatoire.

**Article 26.** Le montant annuel des amortissements visé aux articles 23 et 25, est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique et des pourcentages d'amortissement suivants, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle :

<b>ÉLECTRICITÉ</b>	
Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments administratifs :	2 % (50 ans)
Câbles :	2 % (50 ans)
Lignes :	2 % (50 ans)
Postes et cabines :	
- Équipements basse tension :	3 % (33 ans)
- Équipements haute tension :	3 % (33 ans)
Raccordements :	
- Transformations :	3 % (33 ans)
- Lignes et câbles :	2 % (50 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission :	10 % (10 ans)
Fibres optiques :	5 % (20 ans)
Mobilier et outillage :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
CAB, commande à distance et module de contrôle, équipement de dispatching :	10 % (10 ans)
Équipement labo :	10 % (10 ans)
Équipement administratif (logiciels bureautiques et équipement de bureau) :	33 % (3 ans)
Compteurs télémésurés :	10 % (10 ans)
Compteurs à budget classique (type <i>payguard</i> ) :	10 % (10 ans)
Compteurs communicants :	6,67 % (15 ans)
Logiciels informatiques spécifiques (type « gestion des réseaux ») :	10 % (10 ans)

<b>GAZ</b>	
Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments administratifs :	2 % (50 ans)
Conduites :	2 % (50 ans)
Cabines/stations :	3 % (33 ans)
Raccordements :	3 % (33 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission :	10 % (10 ans)
Fibres optiques :	5 % (20 ans)
Mobilier et outillage :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
CAB, commande à distance, équipement de dispatching :	10 % (10 ans)
Équipement labo :	10 % (10 ans)
Équipement administratif (logiciels bureautiques et équipement de bureau) :	33 % (3 ans)
Compteurs télémésurés :	10 % (10 ans)
Compteurs à budget classiques (type <i>payguard</i> ) :	10 % (10 ans)
Compteurs communicants :	6,67% (15 ans)
Logiciels informatiques spécifiques (type « gestion de réseaux ») :	10 % (10 ans)
Groupe de compression (rebours) :	10 % (10 ans)

#### 4.4.4. Évolution de la plus-value de réévaluation (à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025)

**Article 27.** La valeur de la plus-value de réévaluation évolue, chaque année de la période régulatoire, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025, par :

- 1° la déduction de la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant de l'année concernée, pour autant que les montants correspondant à cette partie de la plus-value soient portés en réserve au passif du bilan du gestionnaire de réseau. La CWaPE contrôle la concordance entre l'évolution de cette réserve et les mises hors service enregistrées. La méthode appliquée par le gestionnaire de réseau de distribution en vue de déterminer les mises hors service techniques est attestée par le réviseur du gestionnaire de réseau de distribution concerné.
- 2° la déduction de la partie de la plus-value indexation historique afférente aux immobilisations corporelles mises hors service dans le courant de l'année concernée.

**Article 28.** Le taux de désaffectation annuel de la plus-value iRAB actée par les gestionnaires de réseau de distribution est fixé à 2%. Ce taux s'applique à la valeur historique de la plus-value iRAB.

#### 4.4.5. Valorisation de l'actif régulé en cas de transaction entre gestionnaires de réseau

**Article 29.** Si les droits d'un gestionnaire de réseau de distribution sur des immobilisations corporelles ou incorporelles faisant partie de la base d'actifs régulés changent à la suite d'une transaction et si les valeurs nettes de la base d'actifs régulés et de la plus-value de réévaluation, telles que comptabilisées au moment de la transaction par le gestionnaire de réseau de distribution cédant, doivent être reprises comme une seule valeur dans la comptabilité de la société cessionnaire, ces valeurs restent distinctes pour le calcul de la marge équitable. En cas d'un apport de branche, ces deux valeurs (base d'actifs régulés et plus-value de réévaluation) sont enregistrées distinctement. La base d'amortissement des actifs régulés cédés lors de la transaction se fera sur la base des valeurs d'acquisition historiques du GRD cédant.

#### 4.4.6. La règle de réévaluation de l'actif régulé

**Article 30.** La réévaluation de la base d'actifs régulés est interdite.

#### 4.4.7. Définition des pourcentages de rendement autorisés

**Article 31.** § 1<sup>er</sup>. Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation est déterminé sur la base de la formule du coût moyen pondéré du capital.

§ 2. Le coût moyen pondéré du capital est la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût des dettes. Il permet de rémunérer les fonds propres et les dettes ayant servi au financement des actifs régulés du gestionnaire de réseau de distribution et s'applique à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation, telle que définie à l'article 21.

§ 3. Le coût moyen pondéré du capital est formulé comme suit :

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

Avec :

Composante	Sous composante	Définition
	E	Capitaux propres
	D	Dettes financières
$k_D$	Coût de la dette $k_D = k_{nd} * r_n + k_{ad} * (1 - r_n) + f_t$	
	$f_t$	Frais de transaction
	$k_{nd}$	Coût de la nouvelle dette
	$k_{ad}$	Coût de l'ancienne dette
	$r_n$	Ratio nouvelle dette / dette totale
$k_E$	Coût des capitaux propres $k_E = r_f + \beta_e (k_m - r_f)$	
	$r_f$	Taux sans risque
	$\beta_e$	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

§ 4. Les paramètres retenus pour déterminer la valeur du pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation sont les suivants :

Composante	Abréviation	Valeur 2025-2029
Taux sans risque nominal	$r_f$	1,64 %
Prime de risque de marché	$k_m - r_f$	4,70 %
Bêta des fonds propres	$\beta_e$	0,73
Coûts des fonds propres	$k_E$	5,07 %
Ratio nouvelle dette / dette totale	$r_n$	55 %
Coût de l'ancienne dette	$k_{ad}$	1,70 %
Coût de la nouvelle dette	$k_{nd}$	4,03 %
Frais de transaction	$f_t$	0,10 %
Coût de la dette	$k_D$	3,08 %
Ratio d'endettement	D/E+D	52,5%
Ratio des fonds propres	E/E+D	47,5%
Coût moyen pondéré du capital	CMPC	4,027 %

**Article 32.** Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation calculé conformément à l'article 31 est fixé *ex ante* pour la période régulatoire 2025 à 2029, et n'est pas revu *ex post*.

**Article 33.** Le pourcentage de rendement autorisé de chaque année de la période régulatoire 2025-2029 qui s'applique à la plus-value de réévaluation, telle que définie à l'article 22, est fixé dans le tableau ci-dessous :

	Valeur (%)
2025	4,027%
2026	3,624%
2027	3,222%
2028	2,819%
2029	2,416%

**Article 34.** Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation visé à l'article 33 est fixé ex ante pour la période régulatoire 2025 à 2029, et n'est pas revu *ex post*.

## Section 5 : Le terme « qualité »

### 5.1. Définition

**Article 35. § 1<sup>er</sup>.** Le terme « qualité » constitue une majoration ou une minoration du revenu autorisé reflétant le niveau de qualité des services rendus par le gestionnaire de réseau de distribution relatif, pour la période régulatoire 2025-2029, aux indicateurs suivants décrits dans les 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 :

- 1° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
- 2° Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau telles que reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Énergie de la CWaPE<sup>3</sup> ;
- 3° Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index, reçues par le Service Régional de Médiation pour l'Énergie de la CWaPE<sup>4</sup> ;
- 4° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « propre GRD » ;
- 5° L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8<sup>5</sup> ;
- 6° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8<sup>6</sup> ;
- 7° Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais légaux (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) ;
- 8° Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge ;
- 9° Le taux de perte.

**§ 2.** Le terme « qualité » est évalué annuellement *ex post*, conformément à l'article 149, sur la base de l'atteinte ou non des objectifs de qualité définis par la CWaPE aux articles 38 à 40.

**§ 3.** Les indicateurs visés aux points 1° à 3° seront pris en compte pour l'évaluation du terme « qualité » dès l'année 2025, tandis que les indicateurs visés aux points 4° à 6° le seront à partir de l'année 2027 et que les indicateurs visés aux points 7° à 9° le seront à partir de l'année 2028.

**§ 4.** Si les gestionnaires de réseau de distribution en font la demande à l'unanimité, l'indicateur visé au point 8° relatif au taux de rectification des index relevés / courbe de charge pourra être remplacé,

---

<sup>3</sup> Voir 3.3.3.2 des lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025.

<sup>4</sup> Voir 3.3.5.1 des lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 relatives aux indicateurs de performance des gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne annulant et remplaçant les lignes directrices référencées CD-19i10-CWaPE-0025.

<sup>5</sup> Ces catégories sont définies dans les lignes directrices référencées CD-22a21-CWaPE-0038 relatives à la présentation standard des rapports annuels des GRD électricité sur la qualité de leur prestations (mise à jour des lignes directrices CD-20i03-CWaPE-0030).

<sup>6</sup> *Ibidem*.

dans le même agenda de mise en œuvre (donc à partir de l'année 2028) par les huit indicateurs visés dans les rapports développés dans le MIG6 : 1) nombre d'estimations, 2) nombre de rectifications, 3) nombre d'updates d'adaptation de crédit, 4) nombre de facturations inutiles, 5) last-minute changements de la planification, 6) nombre de relevés, 7) nombre de relevés traités et 8) nombre de relevés avec les délais de mise en œuvre trop longue) :

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>
Tijdsheid 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>
		Tijdsheid 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>

**Article 36.** § 1<sup>er</sup>. En cours de période régulatoire, des indicateurs de qualité supplémentaires ou en remplacement d'indicateurs visés à l'article 35 pourront être définis après concertation avec les acteurs de marché concernés (dont les gestionnaires de réseau de distribution) et au travers de lignes directrices, afin d'être intégrés (détermination des objectifs à atteindre et des incitants financiers) dans la méthodologie tarifaire suivante. Leur définition et leur mise en œuvre se feront dès que possible sans attendre la méthodologie tarifaire suivante afin de pouvoir constituer dans les meilleurs délais un historique de données fiables et représentatives pouvant servir de base à la détermination de l'objectif à atteindre et de l'incitant financier au plus tôt

§ 2. Les indicateurs de qualité supplémentaires ou en remplacement d'indicateurs actuellement définis par la méthodologie tarifaire 2025-2029 auront trait, à tout le moins, à la transition énergétique, à l'intégration des productions décentralisées, à la qualité des données des gestionnaires de réseau de distribution et à la satisfaction des clients dans le cadre des travaux clients.

## 5.2. Mesures du niveau de qualité

**Article 37.** § 1<sup>er</sup>. Le niveau de qualité de chaque gestionnaire de réseau de distribution est mesuré annuellement par la CWaPE sur la base des indicateurs de qualité visés à l'article 35.

§ 2. Les GRD définissent ensemble, dans un document commun, accompagnant leurs propositions de revenu autorisé pour la présente période régulatoire, un plan d'action visant à leur permettre de collecter et rapporter à la CWaPE de manière homogène, transparente et fiable, les données requises pour les indicateurs de qualité visés à l'article 35.

Ces données proviendront des systèmes propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution. Les définitions, les formules et les délais de mise en œuvre des indicateurs de qualité durant la période régulatoire 2025-2029 sont rappelés dans le plan d'action repris à l'annexe 12 de la méthodologie tarifaire 2025-2029.



Les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de respecter strictement ces définitions et ces délais de mise en œuvre. Le respect strict de ces définitions est primordial et assure l'homogénéité des indicateurs rapportés par les gestionnaires de réseau de distribution.

**§ 3.** Dès le 1<sup>er</sup> janvier 2024, le gestionnaire de réseau de distribution transmet à la CWaPE, au plus tard le 30 juin de l'année N+1, le rapport tarifaire relatif aux indicateurs de qualité portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année N). Le rapport tarifaire relatif aux indicateurs de qualité comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe 13 (Modèle de rapport suivi indicateurs qualité)), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE.

**§ 4.** Les données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre des indicateurs de qualité pourront faire l'objet d'un audit par un tiers indépendant commun à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution ou de vérifications des systèmes et des procédures internes du gestionnaire de réseau de distribution par la CWaPE pour s'assurer que ces données sont homogènes, correctes et fiables.

### 5.3. Objectifs de qualité

**Article 38.** Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés au point 1° à 3° de l'article 35 sont les suivants :

- 1) L'indisponibilité du réseau [SAIDI – System Average Interruption Duration Index] – indisponibilité « propre GRD » :

AIEG	36 minutes
AIESH	30 minutes
ORES Électricité	24 minutes 43 secondes
RESA Électricité	35 minutes
REW	10 minutes

- 2) Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau :

AIEG	2 plaintes
AIESH	2 plaintes
ORES Électricité et Gaz	109 plaintes
RESA Électricité et Gaz	33 plaintes
REW	2 plaintes

- 3) Le nombre de plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index :

AIEG	6 plaintes
AIESH	3 plaintes
ORES Électricité et Gaz	142 plaintes
RESA Électricité et Gaz	89 plaintes
REW	2 plaintes

**Article 39.** Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés aux points 4° à 6° de l'article 35 seront fixés par la CWaPE, après concertation avec les GRD, au cours du deuxième semestre de l'année 2026, sur la base de l'historique des données de la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2025.

**Article 40.** Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés aux points 7° à 9°, et, le cas échéant, les objectifs relatifs aux indicateurs issus des rapports du MIG6 retenus en remplacement de l'objectif 8°, de l'article 35, seront fixés par la CWaPE, après concertation avec les GRD, au cours du deuxième semestre de l'année 2027, sur la base de l'historique des données de la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 décembre 2026.

Indicateur	Historiques de données	Détermination de l'objectif	Prise en compte dans l'incitant financier
SAIFI – indisponibilité « propre GRD »	01/01/2021-31/12/2025	2 <sup>ème</sup> semestre 2026	Ex post 2027
SAIDI – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8	01/01/2021-31/12/2025	2 <sup>ème</sup> semestre 2026	Ex post 2027
SAIFI – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 8	01/01/2021-31/12/2025	2 <sup>ème</sup> semestre 2026	Ex post 2027
Le nombre de demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	01/01/2022-31/12/2026	2 <sup>ème</sup> semestre 2027	Ex post 2028
Le taux de rectification des index relevés/courbes de charge ou les indicateurs provenant des rapports MIG6 <sup>7</sup>	01/01/2022-31/12/2026	2 <sup>ème</sup> semestre 2027	Ex post 2028
Le taux de perte	01/01/2022-31/12/2026	2 <sup>ème</sup> semestre 2027	Ex post 2028

## Section 6 : La quote-part des soldes régulatoires

**Article 41.** Le revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire peut inclure une quote-part des soldes régulatoires des années précédentes (SR), conformément aux décisions d'approbation et d'affectation des soldes régulatoires prises par la CWaPE et conformément à l'article 59.

<sup>7</sup> 1) nombre d'estimations, 2) nombre de rectifications, 3) nombre d'updates d'adaptation de crédit, 4) nombre de facturations inutiles, 5) last-minute changements de la planification, 6) nombre de relevés, 7) nombre de relevés traités et 8) nombre de relevés avec les délais de mise en œuvre trop longue).

## 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

**Article 42.** Conformément à l'article 8, le revenu autorisé budgété *ex ante* est déterminé annuellement sur la base de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CNCC_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

#### 1.2. Les charges nettes opérationnelles

**Article 43.** Les charges nettes opérationnelles correspondent aux charges opérationnelles après déduction des produits opérationnels. Les charges nettes opérationnelles (CNO) sont composées des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) et des charges nettes opérationnelles non contrôlables (CNNC).

$$CNO_N = CNC_N + CNNC_N$$

##### 1.2.1. Les charges nettes opérationnelles contrôlables

**Article 44.** § 1<sup>er</sup>. Les charges nettes opérationnelles contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$CNC = [CNC_{AUTRES} + CNC_{OSP} + CNI]$$

Avec :

- $CNC_{AUTRES}$  = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- $CNC_{OSP}$  = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations.

### 1.2.1.1. Les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public hors CPS (CNC<sub>OSP</sub>)

**Article 45.** Le budget *ex ante* de l'année 2025 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 :

$$CNC\ OSP_{budget\ 2025} = [[moyenne\ (terme\ A ;\ terme\ B ;\ terme\ C ;\ terme\ D)] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025})] \times (1+Y_i)$$

Avec :

- Terme A =  $(CNC\ OSP_{réelles\ 2019}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$  ;
- Terme B =  $(CNC\ OSP_{réelles\ 2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$  ;
- Terme C =  $(CNC\ OSP_{réelles\ 2021}) \times (1+IS_{2022})$  ;
- Terme D =  $CNC\ OSP_{réelles\ 2022}$  ;
- $CNC\ OSP_{réelles\ 2019}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2019 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC\ OSP_{réelles\ 2020}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2020 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC\ OSP_{réelles\ 2021}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2021 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC\ OSP_{réelles\ 2022}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2022 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 réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- $IS_{2023}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- $IS_{2024}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- $IS_{2025}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023 ;
- $Y_i$  = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période régulatoire 2025-2029.

**Article 46. § 1<sup>er</sup>.** Pour les années 2026 à 2029, le budget *ex ante* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public est défini par le GRD, et est inférieur ou égal au montant déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

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

Avec :

- CNC OSP<sub>N</sub> = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année N ;
- CNC OSP<sub>N-1</sub> = charges nettes opérationnelles contrôlables 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 2026 à 2028 publiées par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023 ;
- Y<sub>i</sub> = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période régulatoire 2025-2029.

### 1.2.1.2. Les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNI)

**Article 47.** Le budget *ex ante* de l'année 2025 des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations est défini par le GRD et est inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :

$$CNI_{budget\ 2025} = [[moyenne\ (terme\ A ;\ terme\ B ;\ terme\ C ;\ terme\ D)] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025})]$$

Avec :

- Terme A = (CNI<sub>réelles 2019</sub>) × (1+IS<sub>2020</sub>) × (1+IS<sub>2021</sub>) × (1+IS<sub>2022</sub>) ;
- Terme B = (CNI<sub>réelles 2020</sub>) × (1+IS<sub>2021</sub>) × (1+IS<sub>2022</sub>) ;
- Terme C = (CNI<sub>réelles 2021</sub>) × (1+IS<sub>2022</sub>) ;
- Terme D = CNI<sub>réelles 2022</sub> ;
- CNI<sub>réelles 2019</sub> = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2019 hors charges nettes liées aux immobilisations relatives aux projet spécifiques (CPS) telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 ;
- CNI<sub>réelles 2020</sub> = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2020 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNI<sub>réelles 2021</sub> = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2021 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNI<sub>réelles 2022</sub> = les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations réelles de l'année 2022 hors charges nettes relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- IS<sub>2020</sub> = 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 réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- $IS_{2023}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- $IS_{2024}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- $IS_{2025}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023.

**Article 48.** Pour les années 2026 à 2029, le budget *ex ante* des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations est défini par le GRD, et est inférieur ou égal au montant déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNI_N = CNI_{N-1} \times (1 + IS)$$

Avec :

- $CNI_N$  = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations de l'année N ;
- $CNI_{N-1}$  = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations 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 2026 à 2028 publiées par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023.

### 1.2.1.3. Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNC<sub>AUTRES</sub>)

**Article 49.** Le budget *ex ante* de l'année 2025 des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations est défini par le GRD et est inférieur ou égal au montant déterminé selon la formule suivante :

$$CNC \text{ autres }_{budget \ 2025} = [ [ [moyenne (terme A ; terme B ; terme C ; terme D)] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025}) ] \times (1+X_i) ] + \text{coûts additionnels transition}_{2025}$$

Avec :

- Terme A =  $(CNC \text{ autres }_{réelles \ 2019}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$  ;
- Terme B =  $(CNC \text{ autres }_{réelles \ 2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$  ;
- Terme C =  $(CNC \text{ autres }_{réelles \ 2021}) \times (1+IS_{2022})$  ;
- Terme D =  $CNC \text{ autres }_{réelles \ 2022}$  ;

- CNC autres<sub>réelles 2019</sub> = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2019 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNC autres<sub>réelles 2020</sub> = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2020 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNC autres<sub>réelles 2021</sub> = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2021 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNC autres<sub>réelles 2022</sub> = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2022 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- IS<sub>2020</sub> = 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<sub>2021</sub> = 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<sub>2022</sub> = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- IS<sub>2023</sub> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS<sub>2024</sub> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan en juin 2023 ;
- IS<sub>2025</sub> = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » en juin 2023 ;
- Xi = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 53 ;
- Coûts additionnels transition 2025 : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année 2025 telles que fixées pour chaque GRD à l'article 50.

**Article 50.** Les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année 2025 de chaque GRD sont reprises dans le tableau ci-dessous :

GRD	2025
AIEG	€ 215.302
AIESH	€ 21.145
ORES ELEC	€ 1.000.286
RESA ELEC	€ 984.295
REW	€ 137.561
ORES GAZ	€ 1.340.740
RESA GAZ	€ 846.937

**Article 51.** Pour les années 2026 à 2029, le budget *ex ante* des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations est défini par le GRD, et est inférieur ou égal au montant déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC\ autres_N = [(CNC\ autres_{N-1} - \text{coûts additionnels transition}_{N-1}) \times (1 + IS) \times (1 + X_i)] + [\text{coûts additionnels transition}_N \times (1 + IS)^u]$$

Avec :

- CNC autres<sub>N</sub> = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- CNC autres<sub>N-1</sub> = charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N-1 hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- IS = valeur prévisionnelle moyenne (exprimée en pourcent) de l'indice santé établie sur la base des valeurs prévisionnelles des années 2026 à 2028 publiées par le Bureau fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2023-2028 » de juin 2023 ;
- X<sub>i</sub> = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 53 ;
- Coûts additionnels transition<sub>N</sub> : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année N (où N = années 2026 à 2029) telles que fixées pour chaque GRD à l'article 52 ;
- Coûts additionnels transition<sub>N-1</sub> : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année N-1 indexées ;
- u = 1 pour 2026, 2 pour 2027, 3 pour 2028, 4 pour 2029.

**Article 52.** Les charges nettes contrôlables additionnelles de transition des années 2026 à 2029 (exprimés en euros 2025) sont reprises dans le tableau ci-dessous :

GRD	2026	2027	2028	2029
AIEG	€ 239.646	€ 289.451	€ 338.858	€ 540.838
AIESH	€ 42.289	€ 63.434	€ 84.578	€ 107.877
ORES ELEC	€ 1.756.609	€ 2.622.670	€ 3.594.418	€ 5.060.213
RESA ELEC	€ 2.349.851	€ 3.044.812	€ 3.744.534	€ 4.748.732
REW	€ 196.428	€ 256.098	€ 316.932	€ 438.215
ORES GAZ	€ 2.620.158	€ 3.884.719	€ 5.122.142	€ 6.403.220
RESA GAZ	€ 1.625.721	€ 2.328.207	€ 2.996.481	€ 3.700.931



**Article 53.** Les valeurs (en pourcentage) des facteurs individuels d'efficacité sont repris dans le tableau ci-dessous :

GRD	Facteur individuel d'efficacité Xi
AIEG	0,000%
AIESH	-0,612%
ORES ELEC	-1,430%
RESA ELEC	-0,769%
REW	-1,166%
ORES GAZ	-0,632%
RESA GAZ	-0,559%

### 1.2.2. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables

**Article 54.** § 1<sup>er</sup>. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables (CNNC) correspondent aux charges opérationnelles non contrôlables ( $C_{non\ contrôlables}$ ) après déduction des produits opérationnels non contrôlables ( $P_{non\ contrôlables}$ ).

$$CNNC = C_{non\ contrôlables} - P_{non\ contrôlables}$$

§ 2. Les charges et les produits opérationnels non contrôlables des années 2025 à 2029 sont budgétés 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 ».

### 1.3. La marge bénéficiaire équitable

**Article 55.** La marge bénéficiaire équitable budgétée des années 2025 à 2029 est établie, pour chaque année, conformément aux dispositions du titre II, chapitre 1, section 4, de la présente méthodologie.

### 1.4. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

**Article 56.** Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants « électricité » des années 2025 à 2029 sont budgétées, pour chaque année, conformément aux dispositions du titre II, chapitre 1, section 3, de la présente méthodologie.

### 1.5. La quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés

**Article 57.** Le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* peut inclure des charges ou produits permettant la répercussion, dans les tarifs de distribution des années 2025 à 2029, 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.

### 1.6. Le terme « qualité »

**Article 58.** Le terme « qualité » budgété est égal à zéro. La majoration ou minoration du revenu autorisé est calculée chaque année *ex post* et constitue un solde réglementaire conformément aux dispositions du titre IV, chapitre 1, section 1, 1.6. de la présente méthodologie.

## Section 2 : Révisions du revenu autorisé

### 2.1. Révision annuelle

**Article 59.** § 1<sup>er</sup>. Le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* (ci-après dénommé « revenu autorisé budgété initial ») pour les années 2026 à 2029 peut être révisé annuellement, afin d'intégrer partiellement ou entièrement le montant de solde régulateur, conformément aux décisions d'approbation et d'affectation de ces soldes régulateurs rendues par la CWaPE.

§ 2. Le revenu autorisé budgété initial est révisé selon la formule suivante :

$$RA \text{ budgété révisé}_N = (RA \text{ budgété initial}_N) + SR_N$$

Avec :

- RA budgété révisé<sub>N</sub> = le revenu autorisé budgété révisé de l'année N (où N = années 2026 à 2029) ;
- RA budgété initial<sub>N</sub> = le revenu autorisé initial de l'année N ;
- SR<sub>N</sub> = la quote-part des soldes régulateurs répercutée dans le revenu autorisé de l'année N.

§ 3. La procédure annuelle de révision du revenu autorisé et du tarif pour les soldes régulateurs est concomitante avec la procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité. Elle est décrite au titre IV, chapitre 2 de la présente méthodologie.

### 2.2. Révision ponctuelle

**Article 60.** § 1<sup>er</sup>. À la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* d'une ou plusieurs années de la période régulateur, peut être révisé dans les cas suivants :

- 1° En cas de modification des obligations de service public, des tarifs de transport ou de tout autre impôt, taxe, contribution ou surcharge qui sont imposés au gestionnaire de réseau de distribution ;
- 2° En cas de modification des subsides ou autres formes de soutien public octroyés au gestionnaire de réseau de distribution ;
- 3° En cas de passage à de nouveaux services ou adaptation de services existants.

Sauf lorsqu'ils sont rendus nécessaires par une modification des obligations légales du GRD ou par la reprise d'un réseau de distribution, le passage à de nouveaux services ou l'adaptation de services existants ne peuvent toutefois conduire à une augmentation du revenu autorisé que si le GRD démontre qu'ils sont économiquement justifiés pour le GRD et apportent une plus-value manifeste pour l'URD. Sont considérés comme économiquement justifiés les nouveaux services ou les adaptations de services existants dont les bénéfices escomptés sont supérieurs aux coûts actualisés sur une période maximum de 15 ans.

Ne constitue pas un nouveau service ou une adaptation du service existant, la simple modification de la manière d'exercer une mission existante sans que le service reçu par l'URD soit différent ;

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

Dans le cadre de l'appréciation de l'impact significatif visé à l'alinéa précédent, sont seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonnabilité visés à l'article 62 de la présente méthodologie ;

- 5° Si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée ou discriminatoire ou conduit à d'importants soldes régulatoires.

Dans le cadre de l'appréciation du caractère disproportionné visé à l'alinéa précédent, sont seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonnabilité visés à l'article 62 de la présente méthodologie, déduction faite des coûts exposés par le GRD présentant un caractère ponctuel.

- 6° Dans la situation où, de manière cumulée :

- d'une part la variation (exprimée en valeur absolue) entre la pointe de réseau basse tension réelle de l'année N (exprimée en MW) et la pointe de réseau basse tension réelle de l'année N-1 (exprimée en MW) est 10% supérieure à la variation (exprimée en valeur absolue) entre la pointe de réseau basse tension prévisionnelle de l'année N (exprimée en MW) et la pointe de réseau basse tension prévisionnelle de l'année N-1 (exprimée en MW) ;
- d'autre part la valeur mesurée de la pointe de réseau basse tension réelle de l'année N (exprimée en MW) est 10% supérieure à la valeur prévisionnelle de la pointe de réseau basse tension de l'année N (exprimée en MW) ;

le GRD peut demander une révision des coûts additionnels de transition liés à l'évolution de la pointe de l'année N et des années suivantes en remplaçant la variation annuelle prévisionnelle de la pointe de réseau basse tension et la variation annuelle prévisionnelle de la pointe de réseau globale par les variations annuelles réelles de ces deux pointes de réseau.

La méthode de calcul des pointes basse tension réelles prises en considération devra impérativement être identique à la méthode de calcul utilisée par le GRD lors de la détermination des pointes basse tension réelles des années 2017 à 2022 communiquées à la CWaPE lors du calcul des coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe et lors du calcul des scores d'efficacité. Cette méthode sera documentée par le GRD en annexe de sa proposition de Revenu Autorisé. La CWaPE se réserve le droit de procéder au contrôle de la méthode de calcul de la pointe de réseau basse tension réelle du GRD.

**§ 2.** Toute demande motivée de révision ponctuelle du revenu autorisé budgété initial fixé *ex ante* est traitée selon un calendrier convenu entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution. À défaut d'accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution, le calendrier est établi par la CWaPE selon les mêmes délais que ceux prévus à l'article 68.

Lorsqu'elle intervient à la demande de la CWaPE, la proposition de modification du revenu autorisé est introduite par le GRD dans les deux mois de cette demande.

**§ 3.** Toute révision ponctuelle du revenu autorisé à la hausse est conditionnée à l'absence de réalisation d'un bonus sur l'ensemble de la période régulatoire. Si en fin de période régulatoire, un bonus est globalement constaté sur l'ensemble de celle-ci, le montant ajouté au revenu autorisé à travers la décision d'approbation de la demande de révision du revenu autorisé, est réduit à concurrence du montant du bonus constaté. La différence entre le montant initialement ajouté au revenu autorisé et le montant réduit après déduction du bonus constaté est ensuite traitée comme une dette tarifaire (*SR<sub>bonus restitué</sub>*). Le montant des bonus/malus déclarés par le GRD peut, le cas échéant, être adapté en cas de non-conformité des coûts réels du GRD aux critères de raisonabilité visés à l'article 62.

**Article 61.** Les coûts soumis à travers la demande de révision doivent rencontrer les critères de raisonabilité visés à l'article 62.

## CHAPITRE 3 – APPRÉCIATION DU CARACTÈRE RAISONNABLE DU REVENU AUTORISÉ

**Article 62.** § 1<sup>er</sup>. Les éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé budgété ou réel soumis par le gestionnaire de réseau de distribution doivent être raisonnables, quant à leur fondement et à leur montant, par rapport aux activités régulées de distribution d'électricité et de gaz.

À défaut, ces éléments ne peuvent être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre :

- de l'approbation *ex ante* et *ex post* des coûts non contrôlables des années 2025 à 2029, visée aux articles 68 et 171 ;
- de l'approbation des coûts contrôlables et non contrôlables repris dans une demande de révision ponctuelle du revenu autorisé sur la base des articles 60 et 61 ;
- de l'appréciation du respect des conditions de révision ponctuelle du revenu autorisé visées à l'article 60, §§ 1<sup>er</sup>, 4° et 5°, et 3.

**§ 2.** Sont considérés comme raisonnables au regard de la présente méthodologie, les éléments du revenu autorisé répondant, de manière cumulative, aux critères suivants :

- 1° 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 ;
- 2° Respecter les principes définis par la présente méthodologie ;
- 3° Être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution ;
- 4° Ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau ;
- 5° 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 ;

- 6° Ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques du GRD.

Les six éléments précités constituent les critères de base. Pour certains de ces critères, un nombre d'éclaircissements quant à leur interprétation sont apportés aux articles 63 à 67.

**§ 3.** À la demande de la CWaPE, la démonstration du caractère raisonnable des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé soumis par le gestionnaire de réseau, au regard du § 2 du présent article, incombe à ce dernier. À défaut de justification suffisante d'un élément, celui-ci ne peut être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé. La motivation du rejet d'un élément du revenu autorisé sera communiquée par la CWaPE au gestionnaire de réseau de distribution.

**§ 4.** La CWaPE peut réaliser des contrôles spécifiques auprès du gestionnaire de réseau, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des éléments visés par le § 1<sup>er</sup> du présent article. Au cours de la période régulatoire 2025-2029, la CWaPE peut notamment réaliser ou faire réaliser un audit des coûts contrôlables réels des années 2025 à 2029 en vue de la fixation du niveau initial des coûts contrôlables de la prochaine période régulatoire.

**Article 63.** En ce qui concerne le premier critère de raisonabilité (être nécessaires et proportionnés à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région wallonne incombant aux gestionnaires de réseau de distribution), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :

- a) Les éléments de coûts doivent être rendus nécessaires pour une application correcte par le gestionnaire de réseau des dispositions des lois, des décrets, de leurs arrêtés d'exécution, de la jurisprudence contraignante et de la réglementation européenne, y compris les codes de réseau contraignants, ainsi que des usages et des règles de l'art ;
- b) Sauf approbation préalable par la CWaPE, les éléments qui résultent d'une volonté d'aller au-delà du respect des obligations de service public imposées par la législation en vigueur sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables ;
- c) Les éléments visant simplement à anticiper une législation ou une réglementation (en ce compris la méthodologie tarifaire suivante) sans justification suffisante sont, en principe, considérés comme déraisonnables, en particulier si c'est au détriment de l'URD ;
- d) Les dépenses axées sur un mécénat purement altruiste (à vocation culturelle, sociale, humanitaire et sociétale), pour lesquelles le gestionnaire de réseau ne demande aucune contrepartie immédiate mais qui visent uniquement à améliorer sa notoriété et son image, sont considérées intégralement comme non nécessaires à la gestion du réseau ;
- e) Les coûts liés à des activités non régulées sont considérés comme déraisonnables. Afin d'éviter toute subsidiation croisée entre activités régulées et activités non régulées, les règles suivantes doivent impérativement être appliquées :
  - 1) les coûts directs et indirects liés aux membres du personnel travaillant structurellement sur des activités non régulées sont intégralement considérés comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées ;

Les coûts indirects sont entre autres les coûts liés à l'infrastructure (bâtiments, matériel informatique, ...), les coûts de bureautique, les coûts de formation du personnel et les coûts liés aux services généraux (ressources humaines ...) nécessaires à l'exécution des prestations évoquées ;
  - 2) les prestations ponctuelles effectuées pour des activités non régulées par des membres du personnel sont considérées comme déraisonnables pour les activités régulées et mises

à charge des activités non régulées sur la base des coûts directs et indirects occasionnés par ces prestations ;

- 3) à défaut de clés de répartition établis par le GRD, la part des coûts indirects mise à charge des activités non régulées visés aux points e, 1) et 2) précités est fixée, forfaitairement à 35% des coûts directs afin de tenir compte des coûts indirects supportés tant actuellement que par le passé pour constituer l'expertise du personnel du gestionnaire du réseau ;
- 4) les coûts relatifs à un éventuel changement de la structure juridique et/ou organisationnelle du gestionnaire du réseau en vue de permettre le développement d'activités non régulées sont considérés comme déraisonnables pour les activités régulées et mis à charge des activités non régulées ;
- 5) Les revenus dégagés exclusivement au moyen de ressources issues de l'activité régulée sont imputés à l'activité régulée.

**Article 64.** En ce qui concerne le deuxième critère de raisonabilité (respecter les principes définis par la présente méthodologie), la CWaPE considérera comme déraisonnable tout élément de coût qui ne serait pas conforme aux règles de la méthodologie tarifaire, interprétées au regard de la pratique de la CWaPE et de la jurisprudence, en particulier de la Cour des marchés et de la Cour de justice de l'Union européenne.

**Article 65.** En ce qui concerne le troisième critère de raisonabilité (être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :

- a) Les éléments qui sont, certes, propres à la gestion de l'entreprise du gestionnaire du réseau, mais qui, en raison d'un monopole de droit, ne peuvent être considérés de manière convaincante comme étant intégralement nécessaires aux utilisateurs du réseau seront, en principe, intégralement considérés comme étant déraisonnables ;
- b) Tout élément lié à des procédures de recours introduites par le gestionnaire du réseau contre la Région wallonne, la CWaPE ou toute autre autorité sera, en principe, considéré comme déraisonnable, à moins que le gestionnaire du réseau n'ait obtenu gain de cause ;
- c) Tous les éléments pour lesquels la CWaPE peut démontrer de manière suffisante qu'ils visent à augmenter le bénéfice de la société et/ou les dividendes versés aux actionnaires au détriment des utilisateurs du réseau seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables ;
- d) Les coûts qui résultent d'une sanction imposée par une autorité compétente seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables ;
- e) Le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de réaliser une opération, de la manière qui n'est pas la moins onéreuse pour l'URD, sera considéré comme déraisonnable et la partie des coûts qui excède le niveau du coût de l'opération qui aurait été la moins onéreuse pour les URD sera rejetée ;

Sont considérées comme alternatives valables, les opérations qui répondent également aux critères de raisonabilité fixés par la présente méthodologie et permettent d'atteindre un résultat équivalent pour la gestion du réseau de distribution ;

- f) Le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de comptabiliser des coûts, de la manière la plus défavorable à l'URD sera considéré comme étant déraisonnable et les coûts ainsi comptabilisés seront rejetés comme déraisonnables.

**Article 66.** En ce qui concerne le quatrième critère de raisonnable (ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau), la CWaPE suivra les règles d'interprétation suivantes :

- a) Les coûts qui résultent de la non-application ou de l'application tardive des procédures légales prescrites et disponibles sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables ;
- b) Les coûts qui résultent d'une intervention tardive du gestionnaire du réseau ou d'un début d'exécution manifestement tardif sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables ;
- c) Les coûts qui résultent de la non-application de procédures d'achat efficaces au niveau des coûts sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables ;
- d) Les éléments qui sont la conséquence de l'application incorrecte du principe dit « at arm's length » [conformité au marché (pour autant qu'il existe un marché concurrentiel) dans le cadre de transactions entre entreprises liées] sont en principe rejetés. De plus, l'écart qui résulte de prestations facturées par une entreprise liée à un coût supérieur à celui qui aurait été supporté par le gestionnaire du réseau si cette prestation avait été réalisée par du personnel propre est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable ;
- e) Les coûts qui résultent d'une exécution manifestement fautive imputable au GRD, ou qui découlent d'un gaspillage de moyens seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables ;
- f) Les éléments du revenu total qui ont été rejetés à l'issue du contrôle des comptes annuels par le commissaire du gestionnaire du réseau seront, en principe, rejetés ;
- g) Sont rejetés, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement déraisonnables, dans le sens où aucun autre GRD agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances.

**Article 67.** En ce qui concerne le sixième critère de raisonnable (ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques du GRD), la CWaPE appréciera les variations par rapport au coût historique tant au niveau du coût global d'une activité que des coûts unitaires sous-jacents. En tout état de cause, les augmentations de plus de 10 % dans certains postes de coûts qui ne peuvent être suffisamment étayées par, notamment, des offres de fournisseurs, des modifications de volumes, etc., seront en principe, rejetées.

## CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ

**Article 68.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau de distribution soumet à la CWaPE, au plus tard le 15 octobre 2023, une proposition de revenu autorisé pour la période régulatoire 2025-2029. La proposition de revenu autorisé est transmise à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition de revenu autorisé comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 2 (électricité) et 3 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport. La proposition de revenu autorisé déposée le 15 octobre 2023 n'inclut pas les charges nettes d'utilisation du réseau de transport. Ces dernières seront reprises dans la proposition de tarifs de refacturation du transport déposée conformément à la procédure décrite au titre V de la présente méthodologie.

§ 2. Au plus tard le 31 octobre 2023, la CWaPE confirme, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de revenu autorisé est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 24 novembre 2023, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires relatives à la proposition de revenu autorisé par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 31 janvier 2024, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en un exemplaire par lettre avec accusé de réception, ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE, ainsi que, le cas échéant, une proposition de revenu autorisé adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de revenu autorisé initiale doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 31 mars 2024, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 7. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

§ 8. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, le gestionnaire de réseau peut communiquer ses objections à ce sujet à la CWaPE, par lettre avec accusé de réception, ainsi que sous forme électronique, dans les trente jours calendrier suivant la réception de cette décision.

Le gestionnaire du réseau est entendu, à sa demande, dans les 20 jours après réception de la décision de refus de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, par la CWaPE.



**§ 9.** En cas de refus par la CWaPE de la proposition de revenu autorisé, éventuellement adaptée, le gestionnaire du réseau soumet, pour le 15 mai 2024 au plus tard, à la CWaPE, une proposition révisée de revenu autorisé. La proposition révisée de revenu autorisé est transmise à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition révisée de revenu autorisé comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 2 (électricité) et 3 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport. Les adaptations apportées à la proposition de revenu autorisé ayant fait l'objet d'une décision de refus doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

**§ 10.** Au plus tard le 30 juin 2024, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition révisée de revenu autorisé.

**§ 11.** En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition révisée de revenu autorisé, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

**§ 12.** En cas de refus par la CWaPE de la proposition révisée de revenu autorisé, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition de revenu autorisé seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 69.** Des réunions individuelles entre le gestionnaire de réseau de distribution et la CWaPE peuvent être organisées à la demande de l'une ou l'autre partie tout au long de la procédure d'approbation du revenu autorisé.

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

## CHAPITRE 1 - LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

### Section 1 : Généralités

**Article 70.** Les tarifs périodiques de distribution sont présentés dans des grilles tarifaires dont le format est prédéfini par la CWaPE. Ces grilles tarifaires sont reprises aux annexes 8 et 9 de la présente méthodologie. La grille tarifaire pour le prélèvement d'électricité sur les réseaux de distribution basse tension, reprise à l'annexe 8, est applicable pour l'année 2025. Pour les années 2026 à 2029, la CWaPE publiera le format de la grille tarifaire pour le prélèvement d'électricité, tenant compte des évolutions éventuelles pour les tarifs basse tension, en même temps que les lignes directrices visées à l'article 88.

**Article 71.** Les tarifs périodiques de distribution sont établis pour chaque année de la période réglementaire. Ils respectent les dispositions prévues à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire, ainsi que les principes suivants :

- 1° Les tarifs sont établis en ayant pour objectif d'assurer une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution.
- 2° Les tarifs périodiques de prélèvement et d'injection sont déterminés par chaque gestionnaire de réseau de façon à ce que les recettes budgétées que ces tarifs génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent. Les recettes budgétées issues de l'application des tarifs de prélèvement d'électricité pour les projets-pilotes ne sont pas prises en compte.
- 3° Les principales hypothèses établies par le gestionnaire de réseau, portant sur les volumes de prélèvement ou d'injection, les puissances de prélèvement ou d'injection et le nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution doivent être concertées avec les autres gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne. La concertation porte d'une part sur le choix d'une ou plusieurs années de référence et d'autre part sur les perspectives d'évolutions futures des principaux paramètres (volumes, puissances, nombre d'EAN).

Ces évolutions futures intègrent au minimum :

- en ce qui concerne le prélèvement d'électricité, des hypothèses en termes
  - de nouveaux raccordements ;
  - d'efficacité énergétique pour les clients résidentiels, professionnels et industriels ;
  - de niveau d'activité économique des clients professionnels et industriels (estimation en %) ;
  - de rechargement des véhicules électriques ;
  - de consommation des pompes à chaleur ;
  - de nombre de *prosumers* et de la taille de leurs installations de production ;

- de nombre d'URD qui opteront pour la tarification incitative (pour les tarifs basse tension à partir de 2026).
- en ce qui concerne l'injection d'électricité, des hypothèses en termes de raccordement d'unités de production, qu'elles soient photovoltaïques, éoliennes, hydrauliques ou de cogénération. Les hypothèses sont relatives à leur nombre, leur puissance installée et les volumes qui seront injectés dans le réseau.
- en ce qui concerne le prélèvement de gaz, des hypothèses relatives
  - au nombre de nouveaux raccordements ;
  - aux économies de gaz, aussi bien pour les clients résidentiels, professionnels qu'industriels ;
  - au niveau d'activité économique des clients professionnels et industriels (estimation en %).
- en ce qui concerne l'injection de gaz, des hypothèses relatives au nombre d'unités d'injection, leur capacité d'injection et les volumes qui seront injectés dans le réseau.

La concertation est actée dans un rapport de concertation approuvé par l'ensemble des gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne et transmis à la CWaPE au moment du dépôt de la proposition de tarifs. Ce rapport de concertation détaille le choix des GRD en ce qui concerne la ou les année(s) retenue(s) pour définir les volumes, puissances et nombre d'EAN de référence et détaille ensuite l'ensemble des hypothèses sous-jacentes à l'évolution prévisionnelle des volumes, puissances et nombre d'EAN de prélèvement et d'injection par rapport aux valeurs de référence. Le rapport de concertation acte les points d'accord et de désaccords. Pour les hypothèses qui n'auraient pas pu faire l'objet d'un accord entre les GRD, le rapport de concertation acte les points de désaccords et les motifs invoqués par chaque GRD.

Les hypothèses définies par les GRD devront être cohérentes avec les hypothèses correspondantes prises en compte pour la détermination des coûts additionnels de transition des années 2025 à 2029.

**Article 72.** Les tarifs périodiques de distribution approuvés par la CWaPE s'appliquent à tout utilisateur de réseau, sans aucune exception. Le gestionnaire de réseau de distribution ne peut pas, sur une base volontaire ou en application d'un accord bilatéral entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'utilisateur de réseau, appliquer d'autres tarifs ou règles tarifaires que celles préalablement approuvées par la CWaPE. La facturation du transit entre gestionnaires de réseau de distribution n'est pas visée par la présente disposition.

**Article 73.** Les tarifs périodiques de distribution ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif et leur entrée en vigueur tient compte d'un délai de mise en œuvre raisonnable pour les fournisseurs.

**Article 74.** Les points de prélèvement pour lesquels une consommation forfaitaire est déterminée conformément à l'article V.3 du RTDE sont assimilés à un comptage bihoraire sans mesure de pointe pour l'application des tarifs de distribution périodiques.

**Article 75.** Sans préjudice d'autres dispositions légales, réglementaires ou d'articles spécifiques de cette méthodologie et à défaut d'accord entre les parties à un partage d'énergie, les clés de répartition quart-horaires des volumes en cas de partage d'énergie sont applicables par mois calendrier.

## Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d'électricité

### 2.1. Niveaux de tension

**Article 76.** Les grilles tarifaires relatives au prélèvement et à l'injection d'électricité sur le réseau de distribution prévoient une différenciation des tarifs selon le niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau de distribution (ci-après dénommé URD). Il existe quatre niveaux de tension :

- 1° **T-MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison directe avec le jeu de barres secondaires d'un poste de transformation qui alimente le réseau de distribution en haute tension, ou dont le raccordement est assimilé comme tel par le gestionnaire de réseau de distribution à la date du 1<sup>er</sup> janvier 2019 ;
- 2° **MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution haute tension ;
- 3° **T-BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison basse tension directement raccordée à un poste de transformation haute tension/basse tension ;
- 4° **BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution basse tension.

**Article 77.** Au sein des utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT, trois catégories d'utilisateurs sont distinguées pour le prélèvement :

- catégorie 1 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée, leur courbe de charge étant soit mesurée soit calculée ;
- catégorie 2 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau ne peut pas être mesurée ;
- catégorie 3 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA.

### 2.2. Tarifs de prélèvement

**Article 78.** Les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution sont composés de quatre tarifs :

- I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution ;
- II. Le tarif pour les obligations de service public ;
- III. Le tarif pour les surcharges ;
- IV. Le tarif pour les soldes régulateurs.

**Article 79.** Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitair, un terme *prosumer*, un terme fixe et un terme proportionnel.

**Article 80. § 1<sup>er</sup>.** Le terme capacitaire, visé à l'article 79, est applicable aux utilisateurs de réseau des niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT de catégorie 1. Il est composé de deux tarifs :

- 1° le tarif pour la pointe mensuelle, exprimée en EUR/kW/mois, est appliqué à la pointe de puissance à facturer du mois de facturation. Le tarif pour la pointe mensuelle vaut pour deux tiers du terme capacitaire ;
- 2° le tarif pour la pointe annuelle, exprimé en €/kW/mois, est appliqué à la plus haute des pointes de puissance à facturer des douze derniers mois. En l'absence de pointe de puissance à facturer disponible pour chacun des douze derniers mois, la pointe annuelle sera calculée sur la base des seules pointes de puissance à facturer disponibles pour les douze derniers mois et, en cas d'absence complète de pointe de puissance à facturer, sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe annuelle vaut pour un tiers du terme capacitaire.

La pointe de puissance à facturer est égale à la pointe de puissance maximale mesurée pendant le mois. Pour les utilisateurs de réseau avec une courbe de charge mesurée, la pointe de puissance à facturer est égale à la 11<sup>ème</sup> plus haute pointe de puissance mesurée pendant le mois.

Lorsqu'un coefficient de dégressivité sur la pointe est appliqué au 31 décembre 2023, son effet diminue progressivement de façon à disparaître au 1<sup>er</sup> janvier 2030.

**§ 2.** À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, le terme capacitaire visé à l'article 79 pourrait également s'appliquer aux utilisateurs du réseau basse tension des catégories 2 et 3. Les modalités d'application de ce terme capacitaire seront déterminées dans des lignes directrices de la CWaPE, telle que visée à l'article 88.

**§ 3.** Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours, quel que soit le niveau de tension du raccordement. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.

**§ 4.** En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.

**Article 81. § 1<sup>er</sup>.** Un *prosumer*, lorsqu'il ne dispose pas d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, se verra appliquer le terme *prosumer* visé à l'article 79. Ce terme est composé d'un seul tarif, appelé tarif *prosumer*, exprimé en €/kW<sub>e</sub>, lequel est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le *prosumer* à son gestionnaire de réseau.

Ce tarif est établi par chaque gestionnaire de réseau 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<sup>8</sup> et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport<sup>9</sup> sur le réseau basse tension étaient appliqués aux volumes (kWh) non autoconsommés produits par l'installation de production, en considérant un pourcentage forfaitaire d'autoconsommation de 40,26% et une production de 1 000 kWh par an par kW<sub>e</sub>.

$$\text{Tarif prosumer (EUR/kW}_e\text{)} = \frac{\text{Volume produit estimé (kWh)} \times (1 - 40,26\%) \times \text{tarif prélèvement BT (EUR/kWh)}}{\text{Puissance nette développable (kW}_e\text{)}}$$

<sup>8</sup> Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

<sup>9</sup> Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau des tarifs de refacturation du transport, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

§ 2. Un *prosumer*, pour autant qu'il dispose d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, se verra appliquer une tarification de réseau sur la base de ses prélèvements bruts mesurés.

§ 3. Pour les *prosumers* qui bénéficient de la compensation, telle que visée par le décret du 1<sup>er</sup> octobre 2020 relatif à la fin de la compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau et à l'octroi de primes pour promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie et la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelable, le montant total des coûts de réseau à leur facturer, établi sur la base des prélèvements bruts du *prosumer*, de l'ensemble des tarifs de distribution, à l'exception du tarif *prosumer*, et de l'ensemble des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets<sup>10</sup> du *prosumer* et de l'ensemble des tarifs de distribution, y inclus le tarif *prosumer* appliqué à la puissance nette développable de l'installation de production de ce dernier, et des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport.

$$\text{Coûts de réseau à facturer au prosumer} = \text{MIN} \left( \begin{array}{l} \text{Coûts de réseau établis sur la} \\ \text{base des prélèvements bruts} \end{array} ; \begin{array}{l} \text{Coûts de réseau établis sur la} \\ \text{base des prélèvements nets +} \\ \text{tarif prosumer} \end{array} \right)$$

Le système de plafonnement, décrit ci-dessus, s'applique aux *prosumers* qui auront opté pour la tarification dite « incitative », telle que prévue à l'article 87.

**Article 82.** Le terme fixe visé à l'article 79 est exprimé en EUR/an et varie en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Il est facturé *pro rata temporis*.

**Article 83.** § 1<sup>er</sup>. Le terme proportionnel visé à l'article 79 est exprimé en €/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution. Le terme proportionnel est composé de plusieurs tarifs. Ils varient en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau, de la plage horaire au cours de laquelle l'électricité est prélevée et de l'application du terme capacitaire, visé à l'article 79.

Dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment, les tarifs du terme proportionnel sont également appliqués à l'électricité partagée consommée mais se voient appliquer une réduction de 80% par rapport à l'électricité résiduelle.

§ 2. Pour les utilisateurs raccordés au niveau de tension BT, sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 81, § 3, le terme proportionnel est fonction de l'électricité brute prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution et de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée. Pour le *prosumer* visé à l'article 81, § 1<sup>er</sup>, le terme proportionnel est fonction de l'électricité nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution et de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée.

§ 3. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, pour les utilisateurs du réseau basse tension des catégories 2 et 3, d'autres critères supplémentaires pourraient justifier la variation des tarifs proportionnels. Ces critères seront définis dans des lignes directrices édictées par la CWaPE.

**Article 84.** § 1<sup>er</sup>. Les tarifs du terme proportionnel, tels que visés à l'article 83, applicables aux prélèvements d'électricité en T-MT, MT et T-BT, sont différenciés en deux plages horaires. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à chaque plage horaire qui peuvent différer de celles appliquées en basse tension.

<sup>10</sup> Les prélèvements nets correspondent à l'électricité nette telle que définie à l'article 3 § 3 12°.

**§ 2.** La tension tarifaire, c'est-à-dire le quotient du tarif en heures pleines par le tarif en heures creuses, est strictement supérieure à 1,00 pour les tarifs du terme proportionnel applicables aux URD raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT et T-BT et pour lesquels le terme capacitaire est applicable conformément à l'article 80, § 1<sup>er</sup>.

**Article 85. § 1<sup>er</sup>.** En fonction du type de compteur dont il dispose, un utilisateur du réseau basse tension peut choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon les plages horaires suivantes :

- 2 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés, soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée, soit d'un compteur électromécanique ou électronique disposant au minimum de 2 registres de comptage. Lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* et qu'il est équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, il peut faire le choix de 2 plages horaires uniquement si le compteur dispose au minimum de 4 registres de comptage (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).
- 1 plage horaire : ce choix est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension quel que soit leur type de compteur.

**§ 2.** Pour les utilisateurs du réseau basse tension de catégorie 1, le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux tarifs bihoraires visés au § 1<sup>er</sup>.

**§ 3.** Pour les utilisateurs du réseau basse tension des catégories 2 et 3, le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux tarifs bihoraires, visés au § 1<sup>er</sup>, applicables durant l'année 2025. Pour les tarifs bihoraires applicables à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, la CWaPE pourrait préciser les heures associées aux tarifs bihoraires dans des lignes directrices.

**§ 4.** Pour l'ensemble des utilisateurs raccordés au réseau de distribution basse tension, les prélèvements réalisés sur un compteur de type « exclusif de nuit<sup>11</sup> » sont facturés au tarif *exclusif de nuit*. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à l'exclusif de nuit.

**Article 86.** Le choix réalisé par un URD du nombre de plages horaires pour la facturation du terme proportionnel, visé à l'article 83, est applicable aux tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution ainsi qu'aux tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport.

**Article 87. § 1<sup>er</sup>.** À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, les utilisateurs du réseau de distribution basse tension de catégorie 3 et qui sont équipés d'un compteur électronique dont la fonction de communication est active<sup>12</sup> peuvent opter pour une tarification de réseau dite « incitative ».

**§ 2.** La tarification incitative s'applique au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, tel que prévu à l'article 78.

**§ 3.** La structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension qui ont opté pour la tarification incitative, ainsi que les modalités d'établissement et d'application de cette structure tarifaire, sont précisées dans des lignes directrices de la CWaPE, visées à l'article 88.

---

<sup>11</sup> Les systèmes spécifiques « EHP », pour Effacement Heures de Pointes, sont assimilés à des compteurs « exclusif de nuit » et les prélèvements y associés sont facturés au tarif *exclusif de nuit*.

<sup>12</sup> La fonction communicante du compteur doit impérativement être activée. Si la fonction communicante n'est pas activée, seules les données issues des registres de comptage peuvent être utilisées pour l'application des tarifs de réseaux.

**§ 4.** Les tarifs applicables aux URD ayant opté pour la tarification incitative sont définis par chaque gestionnaire de réseau sur la base de la structure tarifaire précisée par la CWaPE dans ses lignes directrices et de manière à ce que ces tarifs incitent les utilisateurs du réseau

- 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
- à utiliser l'énergie renouvelable et intermittente au moment où elle est disponible

tout en veillant

- au respect des principes de simplicité et de lisibilité des grilles tarifaires et
- à ce que la distribution d'énergie reste un service universel de qualité et à un prix abordable.

**Article 88.** § 1<sup>er</sup>. Des lignes directrices de la CWaPE précisent les différentes structures tarifaires qui sont applicables, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, aux utilisateurs du réseau basse tension des catégories 2 et 3. La tarification incitative sera l'une des structures tarifaires visées.

**§ 2.** Les lignes directrices portent sur la structure du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution ainsi que sur la structure du tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau des tarifs de refacturation du transport.

**§ 3.** Les lignes directrices prévoient les modalités d'établissement et d'application de chaque structure tarifaire. Elles précisent, pour chaque configuration, les éléments suivants :

- 1° L'applicabilité du terme capacitaire et, le cas échéant, les tarifs qui le composent. Les lignes directrices peuvent préciser le niveau des tarifs capacitaires ainsi que les puissances auxquelles ils s'appliquent ;
- 2° Le système de plafonnement, prévu à l'article 81, § 3. Les lignes directrices pourront, au besoin, compléter les dispositions de l'article 81, § 3 afin de tenir compte des nouvelles structures tarifaires définies ;
- 3° L'applicabilité du terme fixe. Les lignes directrices pourront également apporter des précisions quant aux valeurs minimum et maximum que peut atteindre ce terme.
- 4° Le nombre de plages horaires qui peuvent être associées au terme proportionnel de chaque structure tarifaire. Ce nombre est limité à maximum cinq plages horaires. Les lignes directrices peuvent également préciser les tensions tarifaires applicables entre les différents tarifs, lesquelles peuvent varier en fonction de la structure tarifaire.
- 5° L'affectation des catégories d'utilisateurs aux différentes structures tarifaires et, le cas échéant, les choix qui peuvent être opérés par ces utilisateurs de réseau. Lorsque cela est possible, les choix peuvent être réalisés entre plusieurs structures tarifaires ou au sein d'une même structure tarifaire (par exemple, le choix du nombre de plages horaires). Ces choix peuvent dépendre, notamment, du type de compteur installé au point de prélèvement ou de la puissance du raccordement.

**§ 4.** Les lignes directrices seront publiées au plus tard le 15 juillet 2024 sur le site Internet de la CWaPE. Les nouvelles grilles tarifaires applicables aux tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution pour les années 2026 à 2029 seront également publiées à cette date.



**Article 89.** § 1<sup>er</sup>. Le tarif pour les obligations de service public est exprimé en €/kWh. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 81, §3, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'électricité brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 81, § 1<sup>er</sup>, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'électricité nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution.

§ 2. Pour les niveaux de tension T-MT, MT et T-BT, ce tarif couvre les charges nettes liées à l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public et qui sont imputables respectivement à ces niveaux de tension.

§ 3. Pour le niveau de tension BT, le tarif couvre l'ensemble des charges et produits relatifs à l'exécution des obligations de service public imposées par une autorité compétente et incombant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des coûts déjà affectés aux niveaux de tension supérieurs.

§ 4. Par dérogation au § 1<sup>er</sup>, le tarif pour les obligations de service public dans le cas d'un raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité est fonction de l'électricité nette prélevée au cours d'une année civile.

**Article 90.** § 1<sup>er</sup>. Le tarif pour les surcharges est exprimé en €/kWh. Il peut varier en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 81, § 3, le tarif pour les surcharges est fonction de l'électricité brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Ce tarif est fractionné comme suit :

- 1° la redevance de voirie : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 7°, pour le niveau de tension considéré ;
- 2° l'impôt sur les sociétés : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 8°, pour le niveau de tension considéré ;
- 3° les autres redevances ou impôts locaux, provinciaux, régionaux ou fédéraux : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 9°, pour le niveau de tension considéré.

§ 2. Par dérogation au §1<sup>er</sup>, le tarif pour les surcharges dans le cas d'un *prosumer* visé à l'article 81, § 1<sup>er</sup> est fonction de l'électricité nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution.

§ 3. Par dérogation au § 1<sup>er</sup>, le tarif pour les surcharges dans le cas d'un raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité est fonction de l'électricité nette prélevée au cours d'une année civile.

**Article 91.** § 1<sup>er</sup>. Le tarif pour les soldes régulateurs peut avoir un signe positif ou négatif. Il peut varier en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Il est exprimé en €/kWh. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 81, § 3, le tarif pour les soldes régulateurs est fonction de l'électricité brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 81, § 1<sup>er</sup>, le tarif pour les soldes régulateurs est fonction de l'électricité nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Ce tarif permet d'apurer les soldes régulateurs de distribution dont l'approbation et l'affectation ont fait l'objet de décision(s) de la CWaPE.

§ 2. Ce tarif est défini *ex ante* pour chaque année de la période régulatoire et peut être revu annuellement conformément à la procédure de révision annuelle décrite à l'article 171.

## 2.3. Tarifs d'injection

**Article 92.** Les tarifs d'injection sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne

**Article 93.** Les tarifs d'injection s'appliquent aux URD qui injectent de l'électricité sur les niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT du réseau de distribution. Pour le niveau de tension BT, les installations de production dont la puissance électrique nette développable ( $P_{end}$ ) est inférieure ou égale à 10 kVA sont exonérées des tarifs d'injection.

**Article 94.** Par dérogation à l'article 93, les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour », ni aux installations de stockage d'électricité. Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage d'électricité, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage d'électricité est visée par cette dérogation.

**Article 95.** Les tarifs d'injection ne prévoient pas de différences en fonction de la technologie des installations de production ou en fonction de leur date de mise en service.

**Article 96.** § 1<sup>er</sup>. Les tarifs d'injection comprennent un terme capacitair et un terme fixe.

§ 2. Le terme capacitair comprend un tarif pour la capacité d'injection flexible et un tarif pour la capacité d'injection permanente. Ces tarifs sont exprimés en EUR/kVA/an et varient en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

Les notions de capacités permanente et flexible sont définies par l'AGW du 10 novembre 2016<sup>13</sup>.

Pour la période réglementaire 2025-2029, le tarif pour la capacité d'injection flexible est fixé à 0 EUR/kVA.

§ 3. Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Ce tarif est établi en tenant compte de l'objectif européen de facilitation de l'accès au réseau des nouvelles capacités de production, notamment en supprimant les obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché, et l'intégration de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

**Article 97.** Les tarifs d'injection sont déterminés par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché. Cette concertation doit avoir lieu préalablement au dépôt des propositions de tarifs périodiques par les gestionnaires de réseau. Le rapport de cette concertation est annexé à la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau. Les tarifs d'injection sont déterminés de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que par ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). En ce qui concerne les pays limitrophes, la comparaison peut être réalisée sur la base d'un échantillon représentatif. La pondération est basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions.

---

<sup>13</sup> 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

La comparaison de ces coûts est établie sur base des profils-type de producteurs suivants :

	<b>T-MT (Éolien)</b>	<b>MT (Biomasse)</b>	<b>T-BT &amp; BT (Solaire)</b>
Volume produit (en kWh)	22 000 000	7 820 000	150 000
Taux d'autoconsommation	0%	50%	78%
Volume injecté (en kWh) (heures normales)	22 000 000	3 910 000	33 000
Puissance nette développable (en kW)	10 000	1 150	150
Durée d'utilisation annuelle	2 200	6 800	1 000
Type de compteur	AMR	AMR	AMR

## Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz

### 3.1. Tarifs de prélèvement

**Article 98.** Les catégories tarifaires auxquelles peuvent être affectés les utilisateurs de réseau qui prélèvent du gaz sur le réseau de distribution sont les suivantes :

- 1° T1 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télérelevés dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 5 000 kWh ;
- 2° T2 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télérelevés dont la consommation annuelle est supérieure à 5 000 kWh et inférieure ou égale à 150 000 kWh ;
- 3° T3 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télérelevés dont la consommation annuelle est supérieure à 150 000 kWh et inférieure ou égale à 1 GWh ;
- 4° T4 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau non télérelevés dont la consommation annuelle est supérieure à 1 GWh ;
- 5° T5 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau télérelevés dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 10 GWh ;
- 6° T6 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau télérelevés dont la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh ;
- 7° CNG : catégorie tarifaire à laquelle sont affectées les stations-service qui commercialisent du gaz naturel comprimé (CNG) provenant du réseau de distribution, et ce, quel que soit leur volume de prélèvement sur le réseau de distribution.

**Article 99.** Les tarifs de prélèvement de gaz sur le réseau de distribution sont composés de quatre tarifs :

- I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution ;
- II. Le tarif pour les obligations de service public ;
- III. Le tarif pour les surcharges ;
- IV. Le tarif pour les soldes régulateurs.

**Article 100. § 1<sup>er</sup>.** Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme fixe et un terme proportionnel.

**§ 2.** Le terme capacitaire, exprimé en €/kW, est fonction de la capacité horaire prélevée et est applicable uniquement aux utilisateurs de réseau des catégories tarifaires T5 et T6. Le calcul de la capacité horaire prélevée peut varier en fonction des saisons les plus représentatives pour le service concerné en vue d'optimiser l'utilisation du réseau de distribution.

**§ 3.** Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction de la catégorie tarifaire.

**§ 4.** Le terme proportionnel est exprimé en €/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution. Il varie en fonction de la catégorie tarifaire. Il est composé de deux tarifs : un tarif applicable à l'ensemble des URD et un tarif supplémentaire, appliqué uniquement aux utilisateurs de réseau raccordés à un réseau de distribution isolé et alimenté par du gaz partiellement porté pour son acheminement. Ce tarif supplémentaire permet de répercuter les coûts spécifiques liés au portage du gaz entre deux parties du réseau non reliées par canalisation.

**Article 101. § 1<sup>er</sup>.** Le tarif pour les obligations de service public est exprimé en €/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution.

**§ 2.** Pour les catégories tarifaires T4, T5 et T6, ce tarif couvre uniquement les charges nettes imputées à ces catégories tarifaires et qui sont relatives à l'achat au prix garanti, par le gestionnaire de réseau de distribution, des quantités de gaz issu de sources d'énergie renouvelables (SER) injectées sur son réseau.

**§ 3.** Pour les catégories tarifaires T1, T2 et T3, le tarif couvre l'ensemble des charges nettes contrôlables et non contrôlables relatives à l'exécution des obligations de service public imposées par des dispositions légales et incombant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des charges déjà affectées aux catégories tarifaires T4, T5 et T6.

**Article 102.** Le tarif pour les surcharges est exprimé en €/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction de la catégorie tarifaire à laquelle est affecté l'utilisateur de réseau. Ce tarif est fractionné comme suit :

- 1° la redevance de voirie : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 7°, de la présente méthodologie pour la catégorie tarifaire considérée ;
- 2° l'impôt sur les sociétés : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 8°, de la présente méthodologie pour la catégorie tarifaire considérée ;
- 3° les autres redevances ou impôts locaux, provinciaux ou régionaux : ce tarif couvre strictement les charges visées à l'article 12, 9°, de la présente méthodologie pour la catégorie tarifaire considérée.

**Article 103. § 1<sup>er</sup>.** Le tarif pour les soldes régulateurs peut avoir un signe positif ou négatif. Il est exprimé en €/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il peut varier en fonction de la catégorie tarifaire à laquelle est affecté l'utilisateur de réseau. Ce tarif permet d'apurer les soldes régulateurs de distribution pour la catégorie tarifaire considérée et dont l'affectation a fait l'objet de décision(s) de la CWaPE.

**§ 2.** Ce tarif est défini *ex ante* pour chaque année de la période régulatoire et peut être revu annuellement, conformément à la procédure de révision annuelle décrite à l'article 171.

**Article 104.** Les tarifs applicables à la catégorie tarifaire CNG sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne. Les gestionnaires de réseau de distribution de gaz calibrent la hauteur des tarifs périodiques de la catégorie tarifaire CNG en relation avec l'avantage offert pour le raccordement de ces stations-service au réseau de distribution de gaz.

## **3.2. Tarifs d'injection**

**Article 105.** Les tarifs d'injection sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne et s'appliquent aux producteurs qui injectent du gaz sur le réseau de distribution.

**Article 106. § 1<sup>er</sup>.** Les tarifs d'injection de gaz sur le réseau de distribution sont composés de deux tarifs :

- I. Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution ;
- II. Le tarif pour la gestion du rebours ;

**§ 2.** Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est distinct selon que le producteur de gaz possède sa propre cabine d'injection ou utilise une cabine d'injection de son gestionnaire de réseau.

**Article 107. § 1<sup>er</sup>.** Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est proportionnel à la quantité de gaz injectée sur le réseau de distribution et est exprimé en €/kWh. Dans le cas d'un producteur possédant sa propre cabine d'injection, le tarif couvre uniquement les coûts liés à l'exploitation du réseau et tient compte des coûts évités par le GRD lié à l'odorisation du gaz. Dans le cas d'un producteur qui utilise une cabine du gestionnaire de réseau de distribution pour injecter du gaz sur le réseau de distribution, le tarif couvre, en plus des coûts liés à l'exploitation du réseau, les coûts d'exploitation de la cabine.

**§ 2.** La facturation du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution faite à un producteur de gaz utilisant la cabine du GRD est limitée à 50 000€/année civile. L'évaluation de la limitation et l'éventuel remboursement sont réalisés annuellement au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

**Article 108.** Le tarif pour la gestion du rebours couvre les coûts liés au rebours et n'est applicable qu'aux producteurs à qui le gestionnaire de réseau de distribution a donné l'autorisation de générer du rebours. Ce tarif est fonction, d'une part, de la capacité de rebours souscrite par le producteur et, d'autre part, de l'activation par le producteur de l'installation de rebours du GRD. Le tarif se compose dès lors d'un terme capacitaire, exprimé en €/kW, lié à la réservation de capacité de rebours et un terme proportionnel, exprimé en €/kWh, lié au volume de gaz nécessitant du rebours.

**Article 109.** Les tarifs d'injection sont déterminés par les gestionnaires de réseau de distribution de gaz, en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché. Cette concertation doit avoir lieu préalablement au dépôt des propositions de tarifs périodiques par les gestionnaires de réseau. Le rapport de cette concertation est annexé à la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau. Afin de ne pas nuire à la compétitivité des unités de production concernées, les tarifs d'injection de gaz sont établis en tenant compte des tarifs pratiqués dans les pays voisins.

# CHAPITRE 2 - LES TARIFS NON PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

## Section 1 : Généralités

**Article 110.** Les tarifs non périodiques de distribution approuvés par la CWaPE ne s'appliquent que dans le cadre des activités et des missions régulées du gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 111.** Les tarifs non périodiques de distribution approuvés par la CWaPE s'appliquent à tout utilisateur de réseau, sans aucune exception. Le gestionnaire de réseau de distribution ne peut pas, sur une base volontaire ou en application d'un accord bilatéral entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'utilisateur de réseau, appliquer d'autres tarifs ou règles tarifaires que celles préalablement approuvées par la CWaPE.

**Article 112.** Chaque tarif non-périodique de distribution comprend :

- 1° le libellé de la prestation ou de la fourniture de matériel ;
- 2° le montant de la prestation ou de la fourniture de matériel, soit directement libellé en euros, soit par renvoi à un ou plusieurs autres tarifs ;
- 3° les modalités d'application du tarif ;
- 4° en annexe, le cas échéant, un descriptif technico-administratif de la prestation ou de la fourniture (incluant, le cas échéant, une liste des prestations non incluses et des conditions posées à la prestation, comme la réalisation de travaux préalables), ou des explications en facilitant la compréhension ;
- 5° en annexe, le cas échéant, les limites de propriété une fois le matériel installé, ainsi que les droits et devoirs des différentes parties (entretien, etc..) ;
- 6° en annexe, le cas échéant, les modalités spécifiques applicables, comme par exemple le règlement de viabilisation.

**Article 113.** La proposition de tarifs non périodiques contient les hypothèses, les méthodes de calculs et les calculs sous-jacents à la détermination des tarifs non périodiques.

**Article 114.** Un tarif non-périodique dépend de critères pertinents pour la prestation.

De façon générale :

- 1° Les tarifs non périodiques en électricité sont fonction de la tension d'exploitation, de la longueur du raccordement, de la puissance, et, le cas échéant, des paramètres technologiques définis dans le RTDE.
- 2° Pour le gaz, les tarifs non périodiques dépendent de la pression de fourniture au client final, de la capacité du raccordement et, le cas échéant, des paramètres technologiques définis dans le RTG.

En particulier :

- 1° Les tarifs des études d'orientation et de détail en électricité sont fonction de la tension d'exploitation, de la puissance concernée (ajoutée et totale) et de l'affectation (injection ou prélèvement) du raccordement. En gaz, ces tarifs sont fonction de la capacité du raccordement. Ces tarifs peuvent également dépendre d'autres paramètres technologiques définis dans le RTDE ou le RTG.
- 2° Les tarifs relatifs à la pose et à la fourniture de câble sont formulés de sorte qu'une offre détaillée (tracé, nature du sol, etc.), y compris une éventuelle variante, puisse être établie.

**Article 115.** Les tarifs non périodiques sont établis pour l'année 2025 et sont ensuite indexés (indice santé) pour les années suivantes de la période régulatoire, l'arrondi au centime étant effectué une seule fois en fin de calcul. Ils sont exprimés en euros et en cents.

**Article 116.** Les tarifs non périodiques ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif.

## Section 2 : Harmonisation et uniformisation

**Article 117.** § 1<sup>er</sup>. Les tarifs non périodiques sont répartis dans des catégories harmonisées.

§ 2. Les tarifs non périodiques couverts par les thématiques reprises ci-après sont harmonisés et uniformisés en Région wallonne :

- 1° les tarifs pour les raccordements basse tension ;
- 2° les tarifs de raccordement gaz basse pression ;
- 3° les tarifs pour les raccordements d'immeubles à appartements ;
- 4° les tarifs pour les renforcements ou extensions des réseaux de distribution rendus nécessaires pour le raccordement des installations situées sur un bien visé par un permis d'urbanisation ou un permis d'urbanisme de constructions groupées ;
- 5° les actes de comptage ;
- 6° les coupures et réouvertures ;
- 7° les études de détail et d'orientation ;
- 8° les tarifs pour le raccordement de station CNG.

§ 3. En cours de période régulatoire, toute demande de nouveau tarif non-périodique est concertée entre gestionnaires de réseau et le nouveau tarif non-périodique en question doit, par défaut, être harmonisé et uniformisé. Lorsqu'un GRD souhaite que son tarif ne soit pas harmonisé et uniformisé, il motive sa demande par des éléments de nature à justifier qu'il soit dérogé à l'objectif d'harmonisation et d'uniformisation.

**Article 118.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau de distribution publie uniquement les tarifs non périodiques pour les prestations qu'il fournit ou qu'il doit fournir en vertu de la législation.

§ 2. Lorsqu'un gestionnaire de réseau qui n'appliquait pas un tarif non-périodique uniformisé, mais déjà approuvé, souhaite le reprendre dans ses prestations, il le notifie à la CWaPE et publie ses tarifs mis à jour.



**Article 119. § 1<sup>er</sup>.** Pendant la période régulatoire 2025-2029, les gestionnaires de réseaux de distribution mettent tout en œuvre pour harmoniser et uniformiser les tarifs non périodiques de distribution qui ne le sont pas encore au 1<sup>er</sup> janvier 2025, et en priorité les tarifs non périodiques relevant des thématiques suivantes :

- 1° obligations de service public ;
- 2° viabilisation dans les zones non résidentielles (y compris de niveaux de tension supérieurs à la basse tension) ;
- 3° mise à disposition d'impulsions et d'informations comptage ;
- 4° prestations administratives ;
- 5° prestations à distance ;
- 6° installations temporaires ;

**§ 2.** Les différentes étapes conduisant à l'harmonisation et l'uniformisation de l'ensemble des tarifs non périodiques à l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2030 sont détaillées dans un document qui accompagnera les propositions de tarifs non périodiques applicables à la période régulatoire 2025-2029.

**§ 3.** Les gestionnaires de réseau organisent en concertation avec la CWaPE un reporting régulier de l'avancement de leurs travaux d'harmonisation et d'uniformisation. Au moins une fois par an, ce compte-rendu reprend un tableau mesurant les progrès vers les objectifs des §§ 2 et 3, ainsi que les données en volume et en euros des tarifs non périodiques déjà harmonisés et uniformisés, ou non.

### Section 3 : Prestations particulières

**Article 120.** Les prestations suivantes ne font pas l'objet de tarifs non périodiques :

- 1° le premier changement dans l'année du régime de comptage de R1 vers R3 ou vice-versa (avec ou sans switch de fournisseur) ;
- 2° le changement de régime de comptage de R1 vers R3 ou vice-versa à l'occasion d'un déménagement ;
- 3° l'activation du port de sortie client ("P1") du compteur communicant ;
- 4° 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, sauf si :
  - i. ces installations 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 ;  
ou
  - ii. ces installations sont situées sur un bien visé par un permis d'urbanisme entraînant au moins un raccordement supplémentaire par rapport à la situation qui prévalait avant l'octroi de ce permis si le bien était déjà bâti ; ou entraînant plus d'un raccordement si le bien était non-bâti ; ou
  - iii. ces installations jouissent d'un raccordement dédié et figurent dans la liste suivante des installations techniques :
    - a. aubettes (abribus) ;

- b. appareils de mesures et capteurs (par exemple, station météo, station de mesure de pollution de l'air, ...);
- c. armoires maraîchères;
- d. armoires, cabines, bâtiments d'équipement de télécommunication;
- e. bornes d'accès amovibles et barrières d'accès;
- f. bornes de charge de véhicules électriques;
- g. caméras de surveillance;
- h. clôtures électrifiées;
- i. conteneurs de tri de déchets;
- j. feux de signalisation;
- k. mobiliers urbains;
- l. panneaux d'indication ou de signalisation;
- m. panneaux publicitaires;
- n. parcmètres;
- o. radars;
- p. sirènes d'alarme;
- q. autres bâtiments sans occupation, avec équipement technique dans le but d'assurer une fonction purement technique (par exemple, une station de pompage destinée à l'égouttage);
- r. autres installations d'éclairage hors éclairage public communal (par exemple, l'éclairage public du SPW ou coffrets pour illuminations).

Cette liste peut être complétée dans la farde tarifaire des gestionnaires de réseau par d'autres installations techniques, à la demande des gestionnaires de réseau ou à l'initiative de la CWaPE, lors du dépôt de la proposition tarifaire ou en cours de période tarifaire. Toute demande d'ajout doit être justifiée par le gestionnaire de réseau.

- 5° les prestations spécifiques (paramétrisation du comptage spécifique au partage, gestion des participants, ...) aux opérations de partage d'énergie d'une communauté d'énergie ou au sein d'un même bâtiment.
- 6° le raccordement standard au réseau de gaz naturel, conformément à l'article 32, § 1<sup>er</sup>, 4°, b) du décret gaz.
- 7° l'activation ou la désactivation du prépaiement au domicile d'un utilisateur de réseau se trouvant dans une des situations suivantes :
  - a. client protégé;
  - b. client non protégé déclaré en défaut de paiement par son fournisseur;
  - c. lorsque la demande d'activation du prépaiement est soutenue par le CPAS;
  - d. lors d'un déménagement, lorsque le prépaiement était activé au précédent domicile du client;
  - e. client qui a choisi d'activer le prépaiement au moyen du formulaire de réponse au courrier de mise en demeure ou de notification de défaut de paiement.

**Article 121.** Les tarifs non périodiques peuvent prévoir un avantage pour le raccordement des stations CNG au réseau de distribution de gaz pour autant qu'il en soit tenu compte dans le calibrage des tarifs périodiques conformément à l'article 96.

## CHAPITRE 3 – LA RÉVISION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON PÉRIODIQUES

**Article 122.** En cours de période régulatoire, à la demande du gestionnaire de réseau ou de la CWaPE, les tarifs périodiques et non périodiques peuvent être révisés selon les mêmes hypothèses et selon les mêmes conditions fixées à l'article 60 de la présente méthodologie tarifaire et relatifs à la révision ponctuelle du revenu autorisé budgété fixé pour une ou plusieurs années de la période régulatoire. Les tarifs périodiques et non périodiques peuvent également être révisés en vue de rectifier des erreurs matérielles identifiées dans les grilles tarifaires.

Par dérogation à l'alinéa premier et à l'article 60, un tarif périodique ou non-périodique peut être revu à l'initiative de la CWaPE et en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution sur la base de résultats de projet-pilote conforme à l'article 21 du décret tarifaire, ou d'étude, montrant que ces révisions permettront de mieux assurer les équilibres des tarifs prévus à l'article 4, § 2, 5°, du décret tarifaire.

# CHAPITRE 4 – LES PROCÉDURES D’APPROBATION DES TARIFS

## Section 1 : Les procédures d’approbation des tarifs périodiques de distribution d’électricité

### 1.1. Procédure d’approbation des tarifs électricité 2025 en cas d’approbation de la proposition de revenu autorisé endéans le 31 mars 2024

**Article 123. § 1<sup>er</sup>.** En cas d’approbation de la proposition de revenu autorisé suite à la procédure visée aux §§ 1<sup>er</sup> à 5 de l’article 68 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 15 juin 2024, une proposition de tarifs périodiques électricité pour l’année 2025, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques électricité 2025 est transmise à la CWaPE sur support électronique avec accusé de réception ainsi qu’un exemplaire avec porteur. La proposition de tarifs périodiques électricité comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe 6 de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d’autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l’ensemble des annexes au modèle de rapport.

**§ 2.** Au plus tard le 30 juin 2024, la CWaPE confirme, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

**§ 3.** Au plus tard le 15 juillet 2024, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

**§ 4.** Au plus tard le 30 septembre 2024, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, sur support électronique avec accusé de réception ainsi qu’un exemplaire avec porteur, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs périodiques électricité 2025 adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

**§ 5.** Au plus tard le 30 novembre 2024, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d’approbation ou de refus de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 éventuellement adaptée.

**§ 6.** En cas d’approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

**§ 7.** En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d’une éventuelle nouvelle proposition de tarifs périodiques et non périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 124.** Les tarifs périodiques dûment approuvés sur la base de la procédure décrite dans la présente section sont en principe d'application à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025.

## **1.2. Procédure d'approbation des tarifs électricité 2025 en cas d'approbation de la proposition révisée de revenu autorisé endéans le 30 juin 2024**

**Article 125. § 1<sup>er</sup>.** En cas d'approbation de la proposition de revenu autorisé suite à la procédure visée aux §§ 7 à 11 de l'article 68 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre 2024, une proposition de tarifs périodiques électricité pour l'année 2025, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques électricité 2025 est transmise à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition de tarifs périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe 6 de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport.

**§ 2.** Au plus tard le 15 septembre 2024 la CWaPE confirme, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques 2025 est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

**§ 3.** Au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2024, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

**§ 4.** Au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en un exemplaire par lettre avec accusé de réception ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs périodiques électricité 2025 adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

**§ 5.** Au plus tard le 28 février 2025, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 éventuellement adaptée.

**§ 6.** En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025, le gestionnaire de réseau transmet à la demande de la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

**§ 7.** En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition de tarifs périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 126.** Les tarifs périodiques dûment approuvés sur la base de la procédure décrite dans la présente section sont en principe d'application à partir du 1<sup>er</sup> avril 2025.

### 1.3. Procédure d'approbation des tarifs électricité 2026-2029

**Article 127.** § 1<sup>er</sup>. En cas d'approbation de la proposition de revenu autorisé suite à la procédure visée à l'article 68 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 15 novembre 2024, une proposition de tarifs périodiques électricité pour les années 2026 à 2029, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé de chacune des années dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 est transmise à la CWaPE sur support électronique avec accusé de réception ainsi qu'un exemplaire avec porteur. La proposition de tarifs périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe 6 de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport.

§ 2. Au plus tard le 30 novembre 2024, la CWaPE confirme, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 31 janvier 2025 la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 15 avril 2025, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, sur support électronique avec accusé de réception ainsi qu'un exemplaire avec porteur, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 30 juin 2025, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 7. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition de tarifs périodiques et non périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 128.** Les tarifs périodiques dûment approuvés sur la base de la procédure décrite dans la présente section sont en principe d'application à partir du 1<sup>er</sup> janvier de chaque année.

## Section 2 : La procédure d’approbation des tarifs périodiques de distribution de gaz

### 2.1. Procédure d’approbation des tarifs gaz 2025-2029 en cas d’approbation de la proposition de revenu autorisé endéans le 31 mars 2024

**Article 129.** § 1<sup>er</sup>. En cas d’approbation de la proposition de revenu autorisé suite à la procédure visée aux §§ 1<sup>er</sup> à 5 de l’article 68 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 15 juin 2024, une proposition de tarifs périodiques gaz pour les années 2025 à 2029, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé de chacune des années dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029 est transmise à la CWaPE sur support électronique avec accusé de réception ainsi qu’un exemplaire avec porteur. La proposition de tarifs périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe 7 de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d’autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l’ensemble des annexes au modèle de rapport.

§ 2. Au plus tard le 30 juin 2024, la CWaPE confirme, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques 2025-2029 est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 15 juillet 2024, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 30 septembre 2024, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, sur support électronique avec accusé de réception ainsi qu’un exemplaire avec porteur, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029 adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 30 novembre 2024, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d’approbation ou de refus de la proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029 éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d’approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 7. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d’une éventuelle nouvelle proposition de tarifs périodiques et non périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 130.** Les tarifs périodiques dûment approuvés sur la base de la procédure décrite dans la présente section sont en principe d’application à partir du 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de la période réglementaire.

## 2.2. Procédure d'approbation des tarifs gaz 2025-2029 en cas d'approbation de la proposition révisée de revenu autorisé endéans le 30 juin 2024

**Article 131.** § 1<sup>er</sup>. En cas d'approbation de la proposition de revenu autorisé suite à la procédure visée aux §§ 7 à 11 de l'article 68 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre 2024, une proposition de tarifs périodiques pour les années 2025-2029, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé de chaque année dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques 2025-2029 est transmise à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition de tarifs périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexe7 de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, ainsi que l'ensemble des annexes au modèle de rapport.

§ 2. Au plus tard le 15 septembre 2024, la CWaPE confirme, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029 est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2024, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en un exemplaire par lettre avec accusé de réception ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029 adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 28 février 2025, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029 éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029, le gestionnaire de réseau transmet à la demande de la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 7. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques gaz 2025-2029, éventuellement adaptée, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition de tarifs périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 132.** Les tarifs périodiques dûment approuvés sur la base de la procédure décrite dans la présente section sont en principe d'application à partir du 1<sup>er</sup> avril 2025 et du 1<sup>er</sup> janvier pour les années suivantes de la période régulatoire.



## Section 3 : La procédure d'approbation des tarifs non périodiques de distribution 2025-2029

**Article 133.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2024, une proposition de tarifs non périodiques pour les années 2025-2029. La proposition de tarifs non périodiques est transmise à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. La proposition de tarifs non périodiques comprend obligatoirement les annexes listées aux annexes 14 (électricité) et 15 (gaz) de la présente méthodologie.

§ 2. Au plus tard le 1<sup>er</sup> juin 2024, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 3. Au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre 2024, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en un exemplaire par lettre avec accusé de réception ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE ainsi que, le cas échéant, une proposition de tarifs non périodiques adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs non périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 4. Au plus tard le 30 novembre 2024, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs non périodiques 2025-2029.

§ 5. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs non périodiques, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 6. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs non périodiques, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition de tarifs non périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et les gestionnaires de réseau de distribution.

**Article 134.** Des réunions individuelles entre le gestionnaire de réseau de distribution et la CWaPE peuvent être organisées à la demande de l'une ou l'autre partie tout au long de la procédure d'approbation des tarifs non périodiques.

## CHAPITRE 5 – LES TARIFS PROVISOIRES

**Article 135.** § 1<sup>er</sup>. Des tarifs provisoires peuvent être fixés par la CWaPE dans les hypothèses suivantes :

- 1° si le gestionnaire de réseau de distribution ne respecte pas ses obligations dans les délais visés aux titre II - chapitre 4, titre III – chapitre 4, titre IV – chapitre 2 et titre V – chapitre 2 de la présente méthodologie ;
- 2° si la CWaPE a pris la décision de refus de la proposition révisée de revenu autorisé conformément à l'article 68 de la présente méthodologie ;
- 3° si la CWaPE a pris la décision de refus des propositions des tarifs périodiques conformément aux articles 123, 125, 127, 129 et 131 de la présente méthodologie ;
- 4° la CWaPE a pris la décision de refus des propositions des tarifs non périodiques conformément à l'article 133 de la présente méthodologie.

**§ 2.** Ces tarifs sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire de réseau de distribution ou de la CWaPE soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord intervienne entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution sur les points litigieux.

**Article 136.** La CWaPE est habilitée, après concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution, à arrêter des mesures compensatoires appropriées lorsque les tarifs définitifs s'écartent de ces tarifs provisoires.

## CHAPITRE 6 - LE CONTRÔLE DES TARIFS

**Article 137.** La CWaPE peut contrôler l'application des tarifs par les gestionnaires du réseau et par les autres acteurs du marché via des contrôles spécifiques réalisés par la CWaPE, d'initiative ou suite aux remarques signalées et aux questions formulées par des utilisateurs.

# 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

### Section 1 : Les catégories d'écart

**Article 138.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau de distribution rapporte annuellement à la CWaPE le calcul des écarts entre le budget et la réalité visés au titre IV, chapitre 1, section 2, de la présente méthodologie au travers du modèle de rapport tarifaire *ex post*.

§ 2. Le gestionnaire de réseau de distribution rapporte annuellement à la CWaPE le résultat des indicateurs de qualité visés au titre II, chapitre 1, section 5 de la présente méthodologie au travers du modèle de rapport tarifaire *ex post*.

§ 3. Le calcul visé au § 1<sup>er</sup> du présent article se rapporte aux catégories d'écart suivantes :

- 1° l'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution ;
- 2° l'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables ;
- 3° l'écart relatif aux produits opérationnels non contrôlables ;
- 4° l'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables ;
- 5° l'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable ;
- 6° l'écart relatif aux charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants ;
- 7° l'écart relatif à l'indexation des coûts contrôlables ;

§ 4. La majoration/minoration du revenu autorisé provenant de l'atteinte/non-atteinte des objectifs de qualité est considérée comme un écart au même titre que les écarts visés au § 3 du présent article.

**Article 139.** La CWaPE procède annuellement au contrôle du calcul des écarts rapportés par le GRD, selon la procédure visée au titre IV, chapitre 2, de la présente méthodologie.

#### 1.1. L'écart relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution

**Article 140.** L'écart entre les produits budgétés et les produits réels perçus par le gestionnaire de réseau via l'application des tarifs périodiques de distribution au cours de l'année N constitue un solde régulateur. Ce solde régulateur est la conséquence de l'écart entre les produits prévisionnels issus des tarifs périodiques de distribution, repris dans le budget approuvé du GRD, et les produits réels issus des tarifs périodiques de distribution. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{produits\ N} = Produits_{budgétés\ N} - Produits_{réels\ N}$$

Avec :

- $SR_{\text{produits } N}$  = le solde régulateur relatif aux produits issus des tarifs périodiques de distribution de l'année N ;
- $\text{Produits}_{\text{budgétés } N}$  = produits comptables budgétés issus des tarifs périodiques de distribution de l'année N ;
- $\text{Produits}_{\text{réels } N}$  = produits comptables réels issus des tarifs périodiques de distribution de l'année N.

Ce solde régulateur 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).

## 1.2. L'écart relatif aux charges opérationnelles non contrôlables

### 1.2.1. Règle générale

**Article 141.** À l'exception des cas particuliers repris aux articles 142 à 145, l'écart entre les charges opérationnelles non contrôlables budgétées, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges opérationnelles non contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N, pour autant que ces dernières répondent aux critères de raisonnable visés à l'article 62, constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SRC_{\text{non contrôlables } N} = (C_{\text{non contrôlables budgétées } N} - C_{\text{non contrôlables réelles } N})$$

Avec :

- $SRC_{\text{non contrôlables } N}$  = le solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables de l'année N ;
- $C_{\text{non contrôlables budgétées } N}$  = les charges opérationnelles non contrôlables budgétées de l'année N ;
- $C_{\text{non contrôlables réelles } N}$  = les charges opérationnelles non contrôlables réelles de l'année N.

Ce solde régulateur 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).

### 1.2.2. Cas particulier : Les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques

**Article 142. § 1<sup>er</sup>.** Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat d'électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques conformément à la formule suivante :

$$\text{Prix maximum} = 90\% * (((\text{Moyenne Cal Power BE Endex} * a) + b \text{ €/MWh}) * (1+k)) + 10\% \times \text{Moyenne Spot}_{\text{EPEX}}$$

$$\text{Prix minimum} = 90\% * (((\text{Moyenne Cal Power BE Endex} * c) + d \text{ €/MWh}) * (1-k)) + 10\% \times \text{Moyenne Spot}_{\text{EPEX}}$$

Avec :

- *Moyenne Cal Power BE Endex* = Moyenne arithmétique des cotations journalières (€/MWh) « settlement » *Cal Power BE Endex* pour la fourniture sur le marché belge d'une bande

d'énergie « Base Load » pour l'année de livraison. Ces cotations sont publiées chaque jour par *The ICE* durant les deux années précédant l'année de livraison ;

- $Spot_{EPEX}$  = Moyenne arithmétique mensuelle des prix (€/MWh) « settlement » pour la fourniture d'électricité « Base Load » sur le marché *Day-Ahead*. Ces prix sont publiés par *EPEX SPOT Belgium* chaque jour du mois de fourniture ;
- $Moyenne Spot_{EPEX}$  = Moyenne arithmétique des valeurs  $Spot_{EPEX}$  de l'année de fourniture ;
- $k$  est le coefficient de variation calculé sur les cotations journalières *Cal Power BE Endex* des deux années précédant l'année de livraison. Il est calculé en divisant l'écart-type de la série de données par la moyenne ;
- Les valeurs des paramètres a, b, c et d sont reprises dans l'annexe 11 confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

**§ 2.** L'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 destinée à la couverture des pertes en réseau électriques de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du prix d'achat réel d'électricité pour la couverture des pertes en réseau électriques du gestionnaire de réseau.

1° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{réel\ N})$$

Avec :

- $SR_{achat\ pertes\ N}$  = solde régulateur relatif à l'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau de l'année N ;
- $VolumeP_{budgété\ N}$  = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, des pertes en réseau électriques, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixP_{budgété\ N}$  = prix d'achat prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $VolumeP_{réel\ N}$  = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, des pertes en réseau électriques de l'année N ;
- $PrixP_{réel\ N}$  = prix d'achat d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour la couverture des pertes en réseau de l'année N.

Ce solde régulateur 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).

2° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{maximum})$$

Avec :

- $PrixP_{maximum}$  = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.

Fixons :

- $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) =$  charge budgétée d'achat des pertes ;
- $(VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{maximum}) =$  charge réelle maximale d'achat des pertes.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » supérieure à « charge réelle maximale d'achat des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » inférieure à « charge réelle maximale d'achat des pertes »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat d'électricité destinée à la couverture des pertes en réseau électriques constitue un « *malus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ pertes\ N} = (VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) - (VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{minimum})$$

Avec :

- $PrixP_{minimum}$  = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article, de la présente méthodologie.

Fixons :

- $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N}) =$  charge budgétée d'achat des pertes ;
- $(VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{minimum}) =$  charge réelle minimale d'achat des pertes.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » supérieure à « charge réelle minimale d'achat des pertes »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat des pertes » inférieure à « charge réelle minimale d'achat des pertes »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat d'électricité destiné à la couverture des pertes en réseau électriques constitue un « *bonus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

### 1.2.3. Cas particulier : Les charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre

**Article 143. § 1<sup>er</sup>.** Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre conformément à la formule suivante :

$$\begin{aligned} \text{Prix maximum} &= 75\% * (((Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex * e) + f\ \text{€/MWh}) * (1+k)) \\ &+ 25\% \times \text{Moyenne Spot}_{EPEX} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Prix minimum} &= 75\% * (((Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex * g) + h\ \text{€/MWh}) * (1-k)) \\ &+ 25\% \times \text{Moyenne Spot}_{EPEX} \end{aligned}$$

Avec :

- *Moyenne Cal Power BE Endex* = Moyenne arithmétique des cotations journalières (€/MWh) « settlement » *Cal Power BE Endex* pour la fourniture sur le marché belge d'une bande d'énergie « Base Load » pour l'année de livraison. Ces cotations sont publiées chaque jour par *The ICE* durant les deux années précédant l'année de livraison ;
- *Spot<sub>EPEX</sub>* = Moyenne arithmétique mensuelle des prix (€/MWh) « settlement » pour la fourniture d'électricité « Base Load » sur le marché *Day-Ahead*. Ces prix sont publiés par *EPEX SPOT Belgium* chaque jour du mois de fourniture ;
- *Moyenne Spot<sub>EPEX</sub>* = Moyenne arithmétique des valeurs *Spot<sub>EPEX</sub>* de l'année de fourniture ;
- *k* est le coefficient de variation calculé sur les cotations journalières *Cal Power BE Endex* des deux années précédant l'année de livraison. Il est calculé en divisant l'écart-type de la série de données par la moyenne ;
- Les valeurs des paramètres e, f, g et h sont reprises dans l'annexe 11 confidentielle à la présente méthodologie exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

**§ 2.** L'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 pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel d'électricité payé par le gestionnaire de réseau.

1° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N}) - (VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{réel\ N})$$

Avec :

- *SR<sub>achat électricité clientèle N</sub>* = solde régulateur relatif à l'achat d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- *VolumeC<sub>budgété N</sub>* = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- *PrixC<sub>budgété N</sub>* = prix d'achat prévisionnel d'électricité, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- *VolumeC<sub>réel N</sub>* = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- *PrixC<sub>réel N</sub>* = prix d'achat d'électricité réel, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.

Ce solde régulateur 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).

2° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N}) - (VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{maximum})$$

Avec :

- $PrixC_{maximum}$  = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.

Fixons :

- $(VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N})$  = charge budgétée d'achat d'électricité ;
- $(VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{maximum})$  = charge réelle maximale d'achat d'électricité.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » supérieure à « charge réelle maximale d'achat d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » inférieure à « charge réelle maximale d'achat d'électricité »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « *malus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat réel d'électricité de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur à charge des utilisateurs de réseau est calculé selon la formule suivante :

$SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N} = (VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N}) - (VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{minimum})$
---

Avec :

- $PrixC_{minimum}$  = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.

Fixons :

- $(VolumeC_{budgété\ N} \times PrixC_{budgété\ N})$  = charge budgétée d'achat d'électricité ;
- $(VolumeC_{réel\ N} \times PrixC_{minimum})$  = charge réelle minimale d'achat d'électricité.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » supérieure à « charge réelle minimale d'achat d'électricité »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat d'électricité » inférieure à « charge réelle minimale d'achat d'électricité »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « *bonus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.



#### 1.2.4. Cas particulier : Les charges d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre

**Article 144.** § 1<sup>er</sup>. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat de gaz destiné à l'alimentation de la clientèle conformément à la formule suivante :

$$\text{Prix maximum} = 90\% * (((\text{Moyenne pondérée } TTF_{101}) + i \text{ €/MWh}) * (1+0,2)) \\ + 10\% \times \text{Moyenne pondérée } Spot_{TTF}$$

$$\text{Prix minimum} = 90\% * (((\text{Moyenne pondérée } TTF_{101}) + j \text{ €/MWh}) * (1-0,2)) \\ + 10\% \times \text{Moyenne pondérée } Spot_{TTF}$$

Avec :

- Pour chaque mois de l'année de fourniture,  $TTF_{101}$  est la moyenne arithmétique mensuelle « settlement price » de la cotation « Dutch TTF Gas Base Load Futures » (jours ouvrables excepté le dernier jour du mois) telle que publiée par The ICE pour le mois qui précède le mois de fourniture ;
- $Spot_{TTF}$  = moyenne arithmétique mensuelle de tous les prix « settlement » (€/MWh) pour la fourniture pendant chaque jour du mois de fourniture, tels que publiés par The ICE, avec comme référence « TTF Natural Gas Day-Ahead Index » pour la fourniture pendant les jours de semaine et « TTF Natural Gas Weekend Index » pour la fourniture pendant les jours de week-end (publication le dernier jour précédant le jour de fourniture) ;
- Pour le calcul de la moyenne pondérée des cotations  $TTF_{101}$  et le calcul de la moyenne pondérée des valeurs  $Spot_{TTF}$  de l'année de fourniture, le poids associé à chaque mois de fourniture est défini dans le tableau suivant :

Mois	Poids
Janvier	18%
février	15%
Mars	13%
Avril	7%
Mai	4%
Juin	2%
Juillet	2%
Août	2%
Septembre	3%
Octobre	7%
Novembre	12%
Décembre	16%

- Les valeurs des paramètres i et j sont repris dans l'annexe 11 confidentielle exclusivement destinée aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

**§ 2.** L'écart entre la charge prévisionnelle, reprise dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau, et la charge réelle d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat réel du gaz payé par le gestionnaire de réseau.

Le calcul de la charge, prévisionnelle ou réelle, relative à l'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau doit exclure les volumes de gaz SER achetés au prix garanti par le gestionnaire de réseau de distribution aux producteurs et utilisés par le gestionnaire de réseau pour couvrir ses besoins en gaz pour la livraison directe à des consommateurs finals en sa qualité de fournisseur social ou de fournisseur X.

1° Si le prix d'achat réel du gaz de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{réel\ N})$$

Avec :

- $SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N}$  = solde régulateur relatif à l'achat de gaz destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $VolumeG_{budgété\ N}$  = volume de gaz prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixG_{budgété\ N}$  = prix d'achat prévisionnel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $VolumeG_{réel\ N}$  = volume de gaz réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixG_{réel\ N}$  = prix d'achat réel du gaz, exprimé en euros par MWh, pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N.

Ce solde régulateur 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).

2° Si le prix d'achat réel du gaz de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{maximum})$$

Avec :

- $PrixG_{maximum}$  = prix maximum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.

Fixons :

- $(VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N})$  = charge budgétée d'achat de gaz ;
- $(VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{maximum})$  = charge réelle maximale d'achat de gaz.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » supérieure à « charge réelle maximale d'achat de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » inférieure à « charge réelle maximale d'achat de gaz »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « malus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat réel du gaz de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{achat\ gaz\ clientèle\ N} = (VolumeG_{budgété\ N} \times PrixG_{budgété\ N}) - (VolumeG_{réel\ N} \times PrixG_{minimum})$$

Avec :

- $PrixG_{\text{minimum}}$  = prix minimum autorisé, exprimé en euros par MWh, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.

Fixons :

- $(VolumeG_{\text{budgété } N} \times PrixG_{\text{budgété } N})$  = charge budgétée d'achat de gaz ;
- $(VolumeG_{\text{réel } N} \times PrixG_{\text{minimum}})$  = charge réelle minimale d'achat de gaz.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » supérieure à « charge réelle minimale d'achat de gaz »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de gaz » inférieure à « charge réelle minimale d'achat de gaz »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat de gaz pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau constitue un « bonus » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

### 1.2.5. Cas particulier : Les charges d'achat des certificats verts

**Article 145.** § 1<sup>er</sup>. Annuellement, la CWaPE calcule le prix maximum autorisé et le prix minimum autorisé pour l'achat des certificats verts conformément à la formule suivante :

$$\text{Prix maximum} = (\text{Valeur de référence}) * (1+0.1)$$

$$\text{Prix minimum} = (\text{Valeur de référence}) * (1-0.1)$$

La valeur de référence correspond à la moyenne pondérée des prix moyens mensuels du marché global publiés par le SPW sur son site Internet pour l'année concernée.

§ 2. L'écart entre les charges prévisionnelles, reprises dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges réelles d'achat des certificats verts permettant au gestionnaire de réseau de respecter l'obligation de quotas de l'année N est intégralement ou partiellement à charge des utilisateurs de réseau en fonction du niveau du prix d'achat moyen réel du gestionnaire de réseau.

1° Si le prix d'achat réel des certificats verts de l'année N est inférieur ou égal au prix maximum autorisé et supérieur ou égal au prix minimum autorisé, le solde régulateur est calculé selon la formule suivante :

$$SR_{\text{achat CV}} = (\text{Nombre CV}_{\text{budgété}} \times \text{Prix CV}_{\text{budgété}}) - (\text{Nombre CV}_{\text{réel}} \times \text{Prix CV}_{\text{réel}})$$

Avec :

- $SR_{\text{achat CV}}$  = solde régulateur relatif à l'achat des certificats verts de l'année N ;
- $\text{Nombre CV}_{\text{budgété}}$  = nombre prévisionnel de certificats verts nécessaires pour respecter l'obligation de quotas de l'année N ;
- $\text{Prix CV}_{\text{budgété}}$  = prix d'achat moyen prévisionnel des certificats verts de l'année N ;
- $\text{Nombre CV}_{\text{réel}}$  = nombre réel de certificats verts nécessaires pour respecter l'obligation de quotas de l'année N ;
- $\text{Prix CV}_{\text{réel}}$  = prix d'achat moyen réel des certificats verts de l'année N.

Ce solde régulateur 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).

2° Si le prix d'achat des certificats verts de l'année N est supérieur au prix maximum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule :

$$SR_{achat\ CV} = (Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété}) - (Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{maximum})$$

Avec :

- Prix CV<sub>maximum</sub> = prix maximum autorisé pour l'achat des certificats verts, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.

Fixons :

- $(Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété})$  = charge budgétée d'achat de CV ;
- $(Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{maximum})$  = charge réelle maximale d'achat de CV.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » supérieure à « charge réelle maximale d'achat de CV »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » inférieure à « charge réelle maximale d'achat de CV »).

L'écart résiduel entre la charge prévisionnelle et la charge réelle d'achat des certificats verts constitue un « *malus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

3° Si le prix d'achat des certificats verts de l'année N est inférieur au prix minimum autorisé défini au § 1<sup>er</sup> du présent article, le solde régulateur est calculé selon la formule :

$$SR_{achat\ CV} = (Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété}) - (Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{minimum})$$

Avec :

- Prix CV<sub>minimum</sub> = prix minimum autorisé pour l'achat des certificats verts, tel que fixé au § 1<sup>er</sup> du présent article.

Fixons :

- $(Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété})$  = charge budgétée d'achat de CV ;
- $(Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{minimum})$  = charge réelle minimale d'achat de CV.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » supérieure à « charge réelle minimale d'achat de CV »), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si « charge budgétée d'achat de CV » inférieure à « charge réelle minimale d'achat de CV »).

L'écart résiduel entre la charge nette prévisionnelle et la charge nette réelle des certificats verts constitue un « *bonus* » et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

### 1.3. L'écart relatif aux produits opérationnels non-contrôlables

**Article 146.** L'écart entre les produits opérationnels non-contrôlables budgétés, repris dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les produits opérationnels non-contrôlables réels du gestionnaire de réseau perçus au cours de l'année N, pour autant que ces derniers répondent aux critères de raisonnable visés à l'article 62, constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SRP_{non\ contrôlables\ N} = (P_{non\ contrôlables\ budgétés\ N} - P_{non\ contrôlables\ réels\ N})$$

Avec :

- $SRP_{non\ contrôlables\ N}$  = le solde régulateur relatif aux produits opérationnels non contrôlables de l'année N ;
- $P_{non\ contrôlables\ budgétés\ N}$  = les produits opérationnels non contrôlables budgétés de l'année N ;
- $P_{non\ contrôlables\ réels\ N}$  = les produits opérationnels non contrôlables réels de l'année N.

Ce solde régulateur 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).

### 1.4. L'écart relatif aux charges nettes opérationnelles contrôlables

**Article 147.** § 1<sup>er</sup>. L'écart entre les charges nettes opérationnelles contrôlables budgétées *ex post*, et les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles supportées par le gestionnaire de réseau au cours de l'année N 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.

§ 2. Le GRD dispose toutefois de la possibilité de restituer totalement ou partiellement le bonus aux utilisateurs de réseau, en le convertissant en solde régulateur ( $SR_{bonus\ restitué}$ ).

§ 3. Le GRD est tenu de restituer le bonus aux utilisateurs de réseau dans les cas prévus à l'article 60, § 3, de la présente méthodologie ( $SR_{bonus\ restitué}$ ).

## 1.5. L'écart relatif à la marge bénéficiaire équitable

**Article 148. § 1<sup>er</sup>.** L'écart entre la marge bénéficiaire équitable budgétée, reprise dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et la marge bénéficiaire équitable réelle de l'année N constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{\text{marge équitable}} = (MBE_{\text{budgétée N}} - MBE_{\text{réelle N}})$$

Avec :

- $SR_{\text{marge équitable}}$  = solde régulateur relatif à la marge bénéficiaire équitable ;
- $MBE_{\text{budgétée N}}$  = marge bénéficiaire équitable budgétée de l'année N, calculée conformément à la formule reprise à l'article 18 ;
- $MBE_{\text{réelle N}}$  = marge bénéficiaire équitable réelle du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N, calculée conformément à la formule reprise à l'article 19.

**§ 2.** Ce solde régulateur 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).

## 1.6. Le terme « qualité »

**Article 149. § 1<sup>er</sup>.** La valeur maximale (en cas de majoration)/minimale (en cas de minoration) du terme « qualité » pour chaque GRD et pour chaque année est fonction des objectifs réalisés chaque année et sera plafonnée à maximum / minimum deux fois l'incitant financier de l'objectif. L'incitant financier de l'année N correspond à la valeur maximale/minimale déterminée en fonction de l'atteinte à 100 % de tous les objectifs de l'année N soit fixés à l'article 38, soit à fixer pour les indicateurs à mettre en œuvre durant la période 2025-2029. Cette valeur maximale / minimale est reprise dans le tableau ci-dessous :

Valeur absolue maximale / minimale du terme « qualité » si le gestionnaire de réseau atteint strictement les objectifs définis (100 %)					
	2025	2026	2027	2028	2029
AIEG	6 600 €	6 600 €	12 900 €	27 700 €	27 700 €
AIESH	8 900 €	8 900 €	17 300 €	37 500 €	37 500 €
ORES Elec	412 400 €	412 400 €	803 000 €	1 736 500 €	1 736 500 €
RESA Elec	135 200 €	135 200 €	263 300 €	569 100 €	569 100 €
REW	7 600 €	7 600 €	14 800 €	32 100 €	32 100 €
ORES Gaz	134 300 €	134 300 €	134 300 €	631 700 €	631 700 €
RESA Gaz	65 700 €	65 700 €	65 700 €	309 300 €	309 300 €

**§ 2.** Le montant de l'incitant financier sera évolutif en fonction d'une surperformance (majoration) ou d'une sous-performance (minoration) des objectifs atteints par le gestionnaire de réseau de distribution lors de l'année N. Les incitants financiers de chaque objectif individuel sont définis au § 4 du présent article. Ce caractère évolutif sera calculé de la manière suivante :

- **En cas d'atteinte ou d'amélioration de l'objectif :**

$$\text{Si } (O_N < O_B : Q_N = \text{Min}((2 * Q_i) ; (Q_i + (Q_i * ((O_B - O_N) / O_B)))$$

Avec pour chaque objectif individuel :

- $O_N$  = Objectif réalisé par le gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N ;
- $O_B$  = Objectif à atteindre par le gestionnaire de réseau de distribution tel que défini aux articles 38 à 40 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 ;
- $Q_N$  = Montant du terme « qualité » majorant le revenu autorisé de l'année N ;
- $Q_i$  = Montant du terme « qualité » par objectif et par gestionnaire de réseau de distribution tel que défini à l'article 149, §4 de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

- **En cas de non atteinte ou de détérioration de l'objectif :**

$$\text{Si } (O_N > O_B : Q_N = \text{Max}((-2 * Q_i) ; (-Q_i - (Q_i * ((O_N - O_B) / O_B)))$$

Avec pour chaque objectif individuel :

- $O_N$  = Objectif réalisé par le gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N ;
- $O_B$  = Objectif à atteindre par le gestionnaire de réseau de distribution tel que défini aux articles 38 à 40 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 ;
- $Q_N$  = Montant du terme « qualité » minorant le revenu autorisé de l'année N ;
- $Q_i$  = Montant du terme « qualité » par objectif et par gestionnaire de réseau de distribution tel que défini à l'article 149, §4 de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

**§ 3.** La valeur du terme « qualité » est décomposée par indicateur de qualité selon la pondération reprise dans le tableau ci-dessous et conformément au plan d'action défini à l'article 37 :

Indicateur		2025	2026	2027	2028	2029	Electricité		Gaz	
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	x	x	x	x	x	30%	25%	0%	0%
	SAIFI « propre GRD »			x	x	x		25%		0%
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8			x	x	x		25%		0%
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8			x	x	x		25%		0%
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Prélèvement</b>				x	x	25%	50%	45%	50%
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>injection</b>							50%		50%
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge				x	x	25%	75%	45%	75%
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	x	x	x	x	x		25%		25%
Production décentralisée	Production décentralisée						0	0%		0%
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	x	x	x	x	x	10%	100%	10%	100%
Pertes	Taux de perte				x	x	10%	100%	0%	0%

En cas de remplacement de l'indicateur relatif au taux de rectification des index relevés / courbes de charge (8°) par les indicateurs issus des rapports provenant du MIG6, la valeur du terme « qualité » relative à cet indicateur sera maintenue et répartie de façon identique entre les huit indicateurs visés dans les rapports développés dans le MIG6, à savoir : 1) nombre d'estimations, 2) nombre de rectifications, 3) nombre d'updates d'adaptation de crédit, 4) nombre de facturations inutiles, 5) last-minute changements de la planification, 6) nombre de relevés, 7) nombre de relevés traités et 8) nombre de relevés avec les délais de mise en œuvre trop longue) :

Indicateur remplacé	Indicateurs de remplacement	Données historiques	Echéancier	2025	2026	2027	2028	Poids			
								Electricité	Gaz		
8	Exactitude des données de comptage - Estimations	A construire	Go Live MIG6 (11/2021)				x	25%	45%	9,375%	9,375%
	Exactitude des données de comptage - Estimations									9,375%	9,375%
	Exactitude des données de comptage - Estimations									9,375%	9,375%
	Spécificités du Processus - Ad Hoc									9,375%	9,375%
	Spécificités du Processus - MROD									9,375%	9,375%
	Respect des délais et exhaustivité - Exhaustivité Relevé déterminé									9,375%	9,375%
	Respect des délais et exhaustivité - Respect des délais d'envoi des relevés									9,375%	9,375%
	Respect des délais et exhaustivité - Délai de mise en œuvre									9,375%	9,375%

§ 4. Sur la base de la valeur maximale/minimale du terme « qualité » fixée au § 1<sup>er</sup> et de la pondération fixée au § 3 du présent article, le tableau suivant reprend, pour chaque GRD, la valeur de chaque indicateur de qualité par an si l'objectif est strictement atteint et arrondi à la centaine.



## 1.6.1. Électricité

AIEG		2025	2026	2027	2028	2029
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	2.100 €	2.100 €	2.100 €	2.100 €	2.100 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	2.100 €	2.100 €	2.100 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	2.100 €	2.100 €	2.100 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	2.100 €	2.100 €	2.100 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Prélèvement</b>	- €	- €	- €	3.400 €	3.400 €
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Injection</b>	- €	- €	- €	3.400 €	3.400 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	5.200 €	5.200 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	1.700 €	1.700 €	1.700 €	1.700 €	1.700 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	2.800 €	2.800 €	2.800 €	2.800 €	2.800 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	2.800 €	2.800 €
<b>Total par année</b>		<b>6.600 €</b>	<b>6.600 €</b>	<b>12.900 €</b>	<b>27.700 €</b>	<b>27.700 €</b>
AIESH		2025	2026	2027	2028	2029
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	2.800 €	2.800 €	2.800 €	2.800 €	2.800 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	2.800 €	2.800 €	2.800 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	2.800 €	2.800 €	2.800 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	2.800 €	2.800 €	2.800 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Prélèvement</b>	- €	- €	- €	4.700 €	4.700 €
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Injection</b>	- €	- €	- €	4.700 €	4.700 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	7.000 €	7.000 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	2.300 €	2.300 €	2.300 €	2.300 €	2.300 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	3.800 €	3.800 €	3.800 €	3.800 €	3.800 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	3.800 €	3.800 €
<b>Total par année</b>		<b>8.900 €</b>	<b>8.900 €</b>	<b>17.300 €</b>	<b>37.500 €</b>	<b>37.500 €</b>
ORES Elec		2025	2026	2027	2028	2029
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	130.200 €	130.200 €	130.200 €	130.200 €	130.200 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	130.200 €	130.200 €	130.200 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	130.200 €	130.200 €	130.200 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	130.200 €	130.200 €	130.200 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Prélèvement</b>	- €	- €	- €	217.100 €	217.100 €
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Injection</b>	- €	- €	- €	217.100 €	217.100 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	325.600 €	325.600 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	108.500 €	108.500 €	108.500 €	108.500 €	108.500 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	173.700 €	173.700 €	173.700 €	173.700 €	173.700 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	173.700 €	173.700 €
<b>Total par année</b>		<b>412.400 €</b>	<b>412.400 €</b>	<b>803.000 €</b>	<b>1.736.500 €</b>	<b>1.736.500 €</b>
RESA ELEC		2025	2026	2027	2028	2029
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	42.700 €	42.700 €	42.700 €	42.700 €	42.700 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	42.700 €	42.700 €	42.700 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	42.700 €	42.700 €	42.700 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	42.700 €	42.700 €	42.700 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Prélèvement</b>	- €	- €	- €	71.100 €	71.100 €
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Injection</b>	- €	- €	- €	71.100 €	71.100 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	106.700 €	106.700 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	35.600 €	35.600 €	35.600 €	35.600 €	35.600 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	56.900 €	56.900 €	56.900 €	56.900 €	56.900 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	56.900 €	56.900 €
<b>Total par année</b>		<b>135.200 €</b>	<b>135.200 €</b>	<b>263.300 €</b>	<b>569.100 €</b>	<b>569.100 €</b>
REW		2025	2026	2027	2028	2029
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	2.400 €	2.400 €	2.400 €	2.400 €	2.400 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	2.400 €	2.400 €	2.400 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	2.400 €	2.400 €	2.400 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	2.400 €	2.400 €	2.400 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Prélèvement</b>	- €	- €	- €	4.000 €	4.000 €
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - <b>Injection</b>	- €	- €	- €	4.000 €	4.000 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	6.100 €	6.100 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €	2.000 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	3.200 €	3.200 €	3.200 €	3.200 €	3.200 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	3.200 €	3.200 €
<b>Total par année</b>		<b>7.600 €</b>	<b>7.600 €</b>	<b>14.800 €</b>	<b>32.100 €</b>	<b>32.100 €</b>

## 1.6.2. Gaz

ORES Gaz		2025	2026	2027	2028	2029
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Prélèvement	- €	- €	- €	142.100 €	142.100 €
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Injection	- €	- €	- €	142.100 €	142.100 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	213.200 €	213.200 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	71.100 €	71.100 €	71.100 €	71.100 €	71.100 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	63.200 €	63.200 €	63.200 €	63.200 €	63.200 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	- €
<b>Total par année</b>		<b>134.300 €</b>	<b>134.300 €</b>	<b>134.300 €</b>	<b>631.700 €</b>	<b>631.700 €</b>

  

RESA Gaz		2025	2026	2027	2028	2029
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	- €	- €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Prélèvement	- €	- €	- €	69.600 €	69.600 €
	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) - Injection	- €	- €	- €	69.600 €	69.600 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	104.400 €	104.400 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	34.800 €	34.800 €	34.800 €	34.800 €	34.800 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	30.900 €	30.900 €	30.900 €	30.900 €	30.900 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	- €
<b>Total par année</b>		<b>65.700 €</b>	<b>65.700 €</b>	<b>65.700 €</b>	<b>309.300 €</b>	<b>309.300 €</b>

**Article 150.** Pour chaque indicateur de qualité, si le GRD atteint ou s'il améliore proportionnellement son objectif fixé aux articles 38 à 40, il bénéficie d'une majoration / majoration évolutive du revenu autorisé d'un montant correspondant à celui fixé à l'article 149. À l'inverse, si le GRD n'atteint pas ou s'il détériore proportionnellement son objectif par indicateur, le montant fixé à l'article 149 est déduit / minoré de façon proportionnelle du revenu autorisé.

**Article 151. § 1<sup>er</sup>.** La valeur totale du terme « qualité » de chaque GRD pour chaque année correspond à la somme des majorations et des minorations relatives à chaque indicateur de qualité considéré.

**§ 2.** Si la valeur totale du terme « qualité » est une majoration, ce montant constitue une créance tarifaire (actif régulateur) envers les utilisateurs du réseau de distribution.

**§ 3.** Si la valeur totale du terme « qualité » est une minoration, ce montant constitue une dette tarifaire (passif régulateur) envers les utilisateurs du réseau de distribution.

**Article 152. § 1<sup>er</sup>.** Les performances individuelles de chaque gestionnaire de réseau relatives aux indicateurs de qualité visés à l'article 35, § 1<sup>er</sup>, sont rapportées par les GRD dans le modèle de rapport *ex post*. En ce qui concerne les données provenant de la CWaPE (c'est-à-dire 2° Le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau de distribution et 3° Les plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution), la CWaPE communiquera les données requises aux GRD.

**§ 2.** Les gestionnaires de réseau de distribution ont la responsabilité de transmettre à la CWaPE dans les délais prévus à l'annexe 12 de la présente méthodologie tarifaire des indicateurs calculés strictement conformément aux lignes directrices référencées CD-20d23-CWaPE-0029 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 (et rappelées dans l'annexe 12 de la présente méthodologie tarifaire), et basés sur des données homogènes, transparentes et fiables.

**§ 3.** Les données relatives aux indicateurs et les indicateurs rapportés *ex post* par le GRD seront réconciliés par celui-ci avec les indicateurs renseignés dans les autres rapports transmis à la CWaPE, notamment le rapport qualité.

**§ 4.** En cas de discordance entre les indicateurs rapportés par le GRD et tout autre rapport contenant lesdits indicateurs, il revient à celui-ci de la justifier.

**Article 153.** Si la CWaPE constate des erreurs matérielles ou des changements injustifiés dans le calcul des indicateurs de qualité, ayant pour conséquence une analyse incorrecte de la qualité de service réelle du GRD (c'est-à-dire considérer que l'objectif de qualité est atteint alors qu'il ne l'est pas), la majoration du revenu autorisé qui lui aurait été accordée sera retirée et constituera une dette tarifaire (passif régulateur).

Sans préjudice des dispositions générales relatives aux sanctions administratives, les majorations futures seront par ailleurs suspendues jusqu'à ce que le GRD apporte la preuve que les données et les indicateurs rapportés reflètent correctement et exhaustivement la qualité de service offerte.

## 1.6. L'écart relatif aux charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants électricité

**Article 154.** L'écart entre les charges nettes fixes prévisionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants électricité reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau et les charges nettes fixes réelles de l'année N constitue un « *bonus* » (si budget supérieur à réalité) ou un « *malus* » (si budget inférieur à réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau.

**Article 155.** **§ 1<sup>er</sup>.** L'écart entre les charges nettes variables prévisionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants électricité, reprises dans le revenu autorisé approuvé du gestionnaire de réseau, et les charges nettes variables réelles se décompose en deux parties :

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

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

**§ 2.** Le solde régulateur relatif aux charges nettes variables relatives au déploiement des compteurs communicants électricité est calculé sur la base de la formule « *effet quantité* » visée au § 1<sup>er</sup> du présent article.

$$SR_{projets\ spécifiques} = (Variable_{budgétée} \times CNU_{budgétée}) - (Variable_{réelle} \times CNU_{budgétée})$$

Ce solde régulateur constitue soit une créance tarifaire (si la variable réelle est supérieure à la variable budgétée), soit une dette tarifaire (si la variable réelle est inférieure à la variable budgétée) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

§ 3. Le « bonus » ou le « malus » relatif aux charges nettes variables relatives au déploiement des compteurs communicant électricité est calculé sur la base de la formule « effet coût » visée au § 1<sup>er</sup> du présent article. Si le coût unitaire réel est supérieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « malus ». Si le coût unitaire réel est inférieur au coût unitaire prévisionnel, le gestionnaire de réseau comptabilise un « bonus ».

## 1.7. L'écart relatif à l'indexation

**Article 156.** Le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N est calculé conformément à la formule suivante :

$$CNC_{budget\ ex\ post\ N} = [CNC_{autres\ budget\ ex\ post\ N} + CNC_{OSP\ budget\ ex\ post\ N} + CNI_{budget\ ex\ post\ N}]$$

Avec :

- $CNC_{autres\ budget\ ex\ post\ N}$  = budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations de l'année N ;
- $CNC_{OSP\ budget\ ex\ post\ N}$  = budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année N ;
- $CNI_{budget\ ex\ post\ N}$  = budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations de l'année N.

### 1.7.1. Les charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public ( $CNC_{OSP}$ )

**Article 157.** Dans le cas où le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année 2025 calculé *ex ante* correspond au montant maximal déterminé selon la formule de l'article 45 de la présente méthodologie tarifaire, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année 2025 est déterminé selon la formule suivante :

$$CNC_{OSP\ budget\ ex\ post\ 2025} = [[moyenne\ (terme\ A ;\ terme\ B ;\ terme\ C ;\ terme\ D)] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025})] \times (1+Y_i)$$

Avec :

- Terme A =  $(CNC_{OSP\ réelles\ 2019}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme B =  $(CNC_{OSP\ réelles\ 2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme C =  $(CNC_{OSP\ réelles\ 2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme D =  $CNC_{OSP\ réelles\ 2022}$
- $CNC_{OSP\ réelles\ 2019}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2019 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC_{OSP\ réelles\ 2020}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2020 relatives aux obligations de service public ;

- $CNC\ OSP_{réelles\ 2021}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2021 relatives aux obligations de service public ;
- $CNC\ OSP_{réelles\ 2022}$  = les charges nettes opérationnelles contrôlables réelles (fixes et variables) de l'année 2022 relatives aux obligations de service public ;
- $IS_{2020}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publiée 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 publiée par le Bureau fédéral du Plan, soit 2,01% ;
- $IS_{2022}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publiée par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- $IS_{2023}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $IS_{2024}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $IS_{2025}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $Y_i$  = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période régulatoire 2025-2029.

**Article 158.** Dans le cas où les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public des années 2026 à 2029 calculés *ex ante* correspondent aux montants maximaux déterminés selon la formule de l'article 46 de la présente méthodologie tarifaire, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public des années 2026 à 2029 est déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC\ OSP_{budget\ ex\ post\ N} = CNC\ OSP_{budget\ ex\ post\ N-1} \times (1 + IS) \times (1 + Y_i)$$

Avec :

- $CNC\ OSP_{budget\ ex\ post\ N}$  = le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année N ;
- $CNC\ OSP_{budget\ ex\ post\ N-1}$  = le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public de l'année N-1 ;
- $IS$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année N publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $Y_i$  = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période régulatoire 2025-2029.

**Article 159.** Dans le cas où les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public des années 2025 à 2029 calculés *ex ante* sont inférieurs aux montants maximaux déterminés selon les formules des articles 45 et 46, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public des années 2025 à 2029 est déterminé, pour chaque année, en multipliant le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public ex-ante de l'année concernée par les différentiels annuels cumulés entre les indices santé prévisionnels utilisés dans le cadre de la détermination des montants maximaux et les indices santé réels des années concernées.

## 1.7.2. Les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNI)

**Article 160.** Dans le cas où le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations de l'année 2025 calculé *ex ante* correspond au montant maximal déterminé selon la formule de l'article 47 de la présente méthodologie tarifaire, le budget *ex post* des charges nettes liées aux immobilisations de l'année 2025 est déterminé selon la formule suivante :

$$CNI_{budget\ ex\ post\ 2025} = [moyenne\ (terme\ A ;\ terme\ B ;\ terme\ C ;\ terme\ D)] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025})$$

Avec :

- Terme A =  $(CNI_{réelles\ 2019}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme B =  $(CNI_{réelles\ 2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme C =  $(CNI_{réelles\ 2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme D =  $CNI_{réelles\ 2022}$
- $CNI_{réelles\ 2019}$  = les charges nettes liées aux immobilisations réelles de l'année 2019 hors charges nettes liées aux immobilisations relatives aux Projet Spécifiques (CPS) telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 ;
- $CNI_{réelles\ 2020}$  = les charges nettes liées aux immobilisations réelles de l'année 2020 hors charges nettes relatives aux Projets Spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $CNI_{réelles\ 2021}$  = les charges nettes liées aux immobilisations réelles de l'année 2021 hors charges nettes relatives aux Projets Spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $CNI_{réelles\ 2022}$  = les charges nettes liées aux immobilisations réelles de l'année 2022 hors charges nettes relatives aux Projets Spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $IS_{2020}$  = 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 réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- $IS_{2023}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $IS_{2024}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $IS_{2025}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan.

**Article 161.** Dans le cas où les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2026 à 2029 calculés *ex ante* correspondent aux montants maximaux déterminés selon la formule de l'article 48 de la présente méthodologie tarifaire, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2026 à 2029 est déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNI \text{ budget } ex \text{ post } N = CNI \text{ budget } ex \text{ post } N-1 \times (1 + IS)$$

Avec :

- $CNI_{\text{budget } ex \text{ post } N}$  = le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux immobilisations de l'année N ;
- $CNI_{\text{budget } ex \text{ post } N-1}$  = le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux immobilisations de l'année N-1 ;
- IS = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année N publiée par le Bureau fédéral du Plan.

**Article 162.** Dans le cas où les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2025 à 2029 calculés *ex ante* sont inférieurs aux montants maximaux déterminés selon les formules des articles 47 et 48, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2025 à 2029 est déterminé, pour chaque année, en multipliant le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations *ex ante* de l'année concernée par les différentiels annuels cumulés entre les indices santé prévisionnels utilisés dans le cadre de la détermination des montants maximaux et les indices santé réels des années concernées.

### 1.7.3. Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNC<sub>AUTRES</sub>)

**Article 163.** Dans le cas où le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations de l'année 2025 calculé *ex ante* correspond au montant maximal déterminé selon la formule de l'article 49 de la présente méthodologie tarifaire, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations de l'année 2025 est déterminé selon la formule suivante :

$$CNC \text{ autres } budget \text{ ex } post \text{ 2025} = [ [ [ [moyenne (terme A ; terme B ; terme C ; terme D)] \times (1+IS_{2023}) \times (1+IS_{2024}) \times (1+IS_{2025}) ] \times (1+X_i) ] + \text{coûts } additionnels \text{ transition } 2025$$

Avec :

- Terme A =  $(CNC \text{ autres } réelles \text{ 2019}) \times (1+IS_{2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme B =  $(CNC \text{ autres } réelles \text{ 2020}) \times (1+IS_{2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme C =  $(CNC \text{ autres } réelles \text{ 2021}) \times (1+IS_{2022})$
- Terme D =  $CNC \text{ autres } réelles \text{ 2022}$

- CNC autres réelles 2019 = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2019 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNC autres réelles 2020 = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2020 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNC autres réelles 2021 = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2021 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- CNC autres réelles 2022 = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2022 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations, après déduction des dotations/reprises de provision et des charges nettes contrôlables relatives aux projets spécifiques telles que définies dans la méthodologie tarifaire 2019-2023 (CPS) ;
- $IS_{2020}$  = 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 réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2022 publié par le Bureau fédéral du Plan, soit 9,25% ;
- $IS_{2023}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2023 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $IS_{2024}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2024 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $IS_{2025}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2025 publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $X_i$  = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 53 ;
- Coûts additionnels transition 2025 : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année 2025 telles que fixées pour chaque GRD à l'article 50.



**Article 164.** Dans le cas où les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2026 à 2029 calculés *ex ante* correspondent aux montants maximaux déterminés selon la formule de l'article 51 de la présente méthodologie tarifaire, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2026 à 2029 est déterminé, pour chaque année, selon la formule suivante :

$$CNC \text{ autres }_{budget \text{ ex post } N} = [(CNC \text{ autres }_{budget \text{ ex post } N-1} - \text{coûts additionnels transition }_{N-1}) \times (1 + IS) \times (1 + X_i)] + [\text{coûts additionnels transition }_N \times (1 + IS)^u]$$

Avec :

- $CNC \text{ autres }_N$  = le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ;
- $CNC \text{ autres }_{N-1}$  = le budget *ex post* charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N-1 hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations ;
- IS = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année N publiée par le Bureau fédéral du Plan ;
- $X_i$  = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 53 ;
- Coûts additionnels transition  $_N$  : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année N (où N = années 2026 à 2029) telles que fixées pour chaque GRD à l'article 52 ;
- Coûts additionnels transition  $_{N-1}$  : les charges nettes contrôlables additionnelles de transition de l'année N-1 indexées ;
- $u = 1$  pour 2026, 2 pour 2027, 3 pour 2028, 4 pour 2029.

**Article 165.** Dans le cas où les budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2025 à 2029 calculés *ex ante* sont inférieurs aux montants maximaux déterminés selon les formules de l'article 49 et 51, le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations des années 2025 à 2029 est déterminé, pour chaque année, en multipliant le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations *ex ante* de l'année concernée par les différentiels annuels cumulés entre les indices santé prévisionnels utilisés dans le cadre de la détermination des montants maximaux et les indices santé réels des années concernées

**Article 166.** L'écart entre le budget *ex post* des charges nettes opérationnelles contrôlables de l'année N calculé conformément aux articles 156 à 165 de la présente méthodologie tarifaire et le budget *ex ante* des charges nettes opérationnelles contrôlables calculé conformément aux articles 44 à 53 de la présente méthodologie tarifaire constitue un solde régulateur.

Ce solde régulateur constitue soit une dette tarifaire (passif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si le budget *ex post* est inférieur au budget *ex ante*), soit une créance tarifaire (actif régulateur) à l'égard des clients dans leur ensemble (si le budget *ex post* est supérieur au budget *ex ante*).

## Section 2 : Détermination et affectation du solde régulateur total annuel

### 2.1. Détermination du solde régulateur total annuel

**Article 167.** Pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulateur annuel total de distribution électricité est déterminé selon la formule suivante :

$$\begin{aligned} SR_{total\ électricité} &= SR_{produits} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ pertes} + SR_{achat\ clientèle} \\ &+ SR_{achat\ CV} + SRP_{non\ contrôlables} + SR_{marge\ équitable} + SR_{qualité} \\ &+ SR_{compteurs\ communicants} + SR_{indexation} + SR_{bonus\ restitué} \end{aligned}$$

**Article 168.** Pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulateur annuel de distribution gaz est déterminé selon la formule suivante :

$$\begin{aligned} SR_{total\ gaz} &= SR_{produits} + SRC_{non\ contrôlables} + SR_{achat\ clientèle} + SRP_{non\ contrôlables} \\ &+ SR_{marge\ équitable} + SR_{qualité} + SR_{indexation} + SR_{bonus\ restitué} \end{aligned}$$

### 2.2. Détermination de la période d'affectation

**Article 169.** Au terme de la procédure annuelle de contrôle des écarts entre le budget et la réalité, telle que définie au titre IV, chapitre 2 de la présente méthodologie, la CWaPE détermine, en concertation avec chaque gestionnaire de réseau de distribution, la période d'affectation du solde régulateur annuel total.

### 2.3. Écritures comptables

**Article 170. § 1<sup>er</sup>.** Le solde régulateur constitue soit une créance tarifaire, soit une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Annuellement, au terme de la clôture de l'exercice comptable, les soldes régulatoires calculés conformément aux dispositions de la présente méthodologie sont comptabilisés dans les comptes de régularisation (actif ou passif) du bilan du gestionnaire de réseau.

**§ 2.** Lorsque tout ou partie du solde régulateur approuvé est répercuté dans les tarifs de distribution, le gestionnaire de réseau enregistre une écriture comptable inversée (extourne) dans les comptes de régularisation (actif ou passif) d'un montant équivalent au montant répercuté dans les tarifs, de manière à neutraliser l'impact de cette répercussion sur le résultat comptable de l'année concernée.

## CHAPITRE 2 – LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES

**Article 171. § 1<sup>er</sup>.** Le gestionnaire de réseau de distribution soumet à la CWaPE, au plus tard le 30 juin de l'année N+1, son rapport tarifaire *ex post* portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année N) ainsi que la demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs. Le rapport tarifaire *ex post* est transmis à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception ainsi que sur support électronique. Le rapport tarifaire *ex post* comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 4 (électricité) et 5 (gaz) de la présente méthodologie), vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis à la CWaPE, et l'ensemble des annexes au modèle de rapport.

**§ 2.** Au plus tard le 31 août de chaque année, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires relatives au rapport tarifaire *ex post*, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

**§ 3.** Au plus tard le 30 septembre de chaque année, le gestionnaire de réseau de distribution transmet, en un exemplaire, par lettre avec accusé de réception, ainsi qu'en version électronique, les réponses aux questions complémentaires posées par la CWaPE.

**§ 4.** Au plus tard le 30 novembre de chaque année, la CWaPE informe le gestionnaire de réseau de sa 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 régulateurs. Le tarif pour les soldes régulateurs révisés entre en vigueur au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier suivant.

**§ 5.** En cas d'approbation par la CWaPE du calcul des écarts entre le budget et la réalité, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version du rapport tarifaire *ex post* communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

**§ 6.** En cas de refus par la CWaPE du calcul des écarts entre le budget et la réalité relatifs à l'exercice d'exploitation écoulé ou de la révision du tarif pour les soldes régulateurs, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

**§ 7.** En cas de refus du calcul des écarts entre le budget et la réalité ou de la révision du tarif pour les soldes régulateurs, le gestionnaire du réseau introduit un rapport tarifaire *ex post* adapté ou une demande de révision du tarif pour les soldes régulateurs adaptée pour le 31 décembre de chaque année. La CWaPE entend le gestionnaire du réseau dans ce délai à la demande de celui-ci.

**§ 8.** Au plus tard le 28 février de chaque année, la CWaPE informe le gestionnaire du réseau de sa 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 régulateurs adaptée. Le tarif pour les soldes régulateurs révisés entre en vigueur au plus tôt le 1<sup>er</sup> avril suivant.

**§ 9.** En cas d'approbation par la CWaPE du calcul des écarts entre le budget et la réalité, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version du rapport tarifaire *ex post* communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

**Article 172.** Des réunions individuelles entre le gestionnaire de réseau de distribution et la CWaPE peuvent être organisées à la demande de l'une ou l'autre partie tout au long de la procédure de contrôle du rapport tarifaire *ex post*.

MT 2025-2029

# TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT

## CHAPITRE 1 – LES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

### Section 1 : Généralités

#### 1.1. Les charges d'utilisation du réseau de transport

**Article 173.** Les charges nettes d'utilisation du réseau de transport d'électricité sont constituées de la somme des factures et notes de crédit, y inclus les charges de raccordement, émises par les gestionnaires de réseau de transport ELIA et RTE, à l'encontre des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne.

**Article 174.** Les charges nettes d'utilisation du réseau de transport d'électricité sont calculées sur une base annuelle, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.

#### 1.2. Péréquation tarifaire

**Article 175. § 1<sup>er</sup>.** Les tarifs de refacturation du transport d'électricité 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 de 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.

**§ 2.** Les tarifs de refacturation du transport sont établis de manière à ce que les recettes budgétées qu'ils génèrent globalement en Région wallonne couvrent les charges nettes d'utilisation du réseau de transport budgétées pour la même période.

**Article 176. § 1<sup>er</sup>.** Les gestionnaires de réseau de distribution organisent entre eux le mécanisme de péréquation 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.

**§ 2.** Les charges administratives inhérentes à l'organisation du mécanisme de péréquation visé au § 1<sup>er</sup> du présent article peuvent, après approbation par la CWaPE, être ajoutées aux charges nettes d'utilisation du réseau de transport et, par conséquent, être couvertes par les tarifs pour refacturation du transport. Ces charges administratives sont plafonnées à un montant global de 125 000 € par an pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution.

**§ 3.** Les gestionnaires de réseau de distribution 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 du transport.

### 1.3. Niveaux de tension

**Article 177.** La grille tarifaire des tarifs de refacturation du transport prévoit une différenciation des tarifs selon le niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Il existe quatre niveaux de tension :

- 1° **T-MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison directe avec le jeu de barres secondaires d'un poste de transformation qui alimente le réseau de distribution en haute tension, ou dont le raccordement est assimilé comme tel par le gestionnaire de réseau de distribution à la date du 1<sup>er</sup> janvier 2019 ;
- 2° **MT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution haute tension ;
- 3° **T-BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution au moyen d'une liaison basse tension directement raccordée à un poste de transformation haute tension/basse tension ;
- 4° **BT** : est utilisé pour les URD dont les installations sont raccordées au réseau de distribution basse tension.

**Article 178.** Au sein des utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT, trois catégories d'utilisateurs sont distinguées :

- catégorie 1 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée, leur courbe de charge étant soit mesurée soit calculée ;
- catégorie 2 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau ne peut pas être mesurée ;
- catégorie 3 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA.

### 1.4. Dispositions diverses

**Article 179.** Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité sont présentés dans une grille tarifaire intitulée « Tarifs de refacturation du transport » dont le format est prédéfini par la CWaPE et repris en annexe 10 de la présente méthodologie.

**Article 180.** Les points de prélèvement pour lesquels une consommation forfaitaire est déterminée conformément à l'article V.3 du RTDE sont assimilés à un comptage bihoraire sans mesure de pointe pour l'application des tarifs de refacturation du transport.

**Article 181.** Les tarifs de refacturation du transport ne peuvent pas avoir d'effet rétroactif et leur entrée en vigueur tient compte d'un délai de mise en œuvre raisonnable pour les fournisseurs.

## Section 2 : Les tarifs de refacturation du transport

**Article 182.** Les tarifs de refacturation du transport sont composés des tarifs suivants :

- I. Le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau ;
- II. Les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges ;
- III. Le tarif pour les soldes régulateurs de transport ;
- IV. Les tarifs pour l'énergie réactive.

**Article 183.** Le tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau couvre les charges nettes d'utilisation du réseau de transport, déduction faite des coûts générés par l'application des tarifs de transport relatifs aux obligations de service public et aux taxes et surcharges. Ce tarif est composé d'un terme capacitaire et d'un terme proportionnel.

**Article 184.** La répartition budgétaire entre les recettes du terme capacitaire et celles du terme proportionnel vise une proportion raisonnable du terme capacitaire. Les gestionnaires de réseau la justifient et en étayent notamment le caractère non disproportionné.

**Article 185.** § 1<sup>er</sup>. Le terme capacitaire, visé à l'article 183, est applicable aux utilisateurs de réseau des niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT de catégorie 1. Il est composé de deux tarifs :

- 1° le tarif pour la pointe mensuelle, exprimée en EUR/kW/mois, est appliqué à la pointe de puissance à facturer du mois de facturation. Le tarif pour la pointe mensuelle vaut pour deux tiers du terme capacitaire ;
- 2° le tarif pour la pointe annuelle, exprimé en €/kW/mois, est appliqué à la plus haute des pointes de puissance à facturer des douze derniers mois. En l'absence de pointe de puissance à facturer disponible pour chacun des douze derniers mois, la pointe annuelle sera calculée sur la base des seules pointes de puissance à facturer disponibles pour les douze derniers mois et, en cas d'absence complète de pointe de puissance à facturer, sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe annuelle vaut pour un tiers du terme capacitaire.

La pointe de puissance à facturer est égale à la pointe de puissance maximale mesurée pendant le mois. Pour les utilisateurs de réseau avec une courbe de charge mesurée, la pointe de puissance à facturer est égale à la 11<sup>ème</sup> plus haute pointe de puissance mesurée pendant le mois.

§ 2. Lorsqu'un coefficient de dégressivité sur la pointe est appliqué au 31 décembre 2023, son effet se réduit progressivement, tout en veillant à maintenir l'équilibre entre la fraction capacitaire et la fraction proportionnelle des tarifs et à une stabilité des coûts de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport pour les utilisateurs de réseau de distribution.

§ 3. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, le terme capacitaire visé à l'article 183 pourrait également s'appliquer aux utilisateurs du réseau basse tension des catégories 2 et 3. Les modalités d'application de ce terme capacitaire seront déterminées dans des lignes directrices de la CWaPE, telle que visées à l'article 88.

§ 4. Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours, quel que soit le niveau de tension du raccordement. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.

§ 5. En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.

**§ 6.** Par dérogation au § 1<sup>er</sup>, le terme capacitaire ne s'applique pas dans le cas d'un raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité.

**Article 186.** §1<sup>er</sup>. Le terme proportionnel visé à l'article 183 est exprimé en €/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur du réseau sur le réseau de distribution. Le terme proportionnel est composé de plusieurs tarifs. Les tarifs proportionnels varient en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau et de la plage horaire au cours de laquelle l'électricité est prélevée. Les tarifs varient également en fonction de l'application du terme capacitaire, visé à l'article 185.

Dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment, les tarifs du terme proportionnel sont également appliqués à l'électricité partagée consommée mais se voient appliquer une réduction de 80% par rapport à l'électricité résiduelle.

**§ 2.** Pour les utilisateurs raccordés au niveau de tension BT, sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 81, § 3, le terme proportionnel est fonction de l'électricité brute prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution et de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée. Pour le *prosumer* visé à l'article 81, § 1<sup>er</sup>, le terme proportionnel est fonction de l'électricité nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution et de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée.

**§ 3.** À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, pour les utilisateurs en basse tension des catégories 2 et 3, d'autres critères supplémentaires pourraient justifier la variation des tarifs proportionnels. Ces critères seront définis dans des lignes directrices de la CWaPE.

**§ 4.** Par dérogation au § 1<sup>er</sup>, le terme proportionnel ne s'applique pas dans le cas d'un raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité.

**Article 187.** Pour les niveaux de tension T-MT, MT et T-BT, le terme proportionnel se compose d'un tarif proportionnel pour les prélèvements réalisés durant les heures pleines et d'un tarif proportionnel pour les prélèvements réalisés durant les heures creuses. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à chaque plage horaire. Ces tarifs peuvent varier en fonction de l'application du terme capacitaire visé à l'article 185.

**Article 188.** § 1<sup>er</sup>. En fonction du type de compteur dont il dispose, un utilisateur du réseau basse tension peut choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon les plages horaires suivantes :

- 2 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés, soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée, soit d'un compteur électromécanique ou électronique disposant au minimum de 2 registres de comptage. Lorsque l'utilisateur de réseau est un *prosumer* et qu'il est équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, il peut faire le choix de 2 plages horaires uniquement si le compteur dispose au minimum de 4 registres de comptage (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).
- 1 plage horaire : ce choix est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension quel que soit leur type de compteur.

**§ 2.** Pour les utilisateurs du réseau basse tension de catégorie 1, le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux tarifs bihoraires visés au § 1<sup>er</sup>.

**§ 3.** Pour les utilisateurs du réseau basse tension des catégories 2 et 3, le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux tarifs bihoraires, visés au § 1<sup>er</sup>, applicables durant l'année 2025. Pour les tarifs



bihoraires applicables à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, la CWaPE pourrait préciser les heures associées aux tarifs bihoraires dans des lignes directrices.

**§ 4.** Pour l'ensemble des utilisateurs raccordés au réseau de distribution basse tension, les prélèvements réalisés sur un compteur de type « exclusif de nuit<sup>14</sup> » sont facturés au tarif *exclusif de nuit*. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à l'exclusif de nuit.

**Article 189.** Les plages horaires définies par le gestionnaire de réseau et associées au terme proportionnel du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution sont applicables au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau des tarifs de refacturation du transport.

**Article 190.** Le choix réalisé par un URD du nombre de plages horaires pour la facturation du terme proportionnel, visé à l'article 188, est applicable aux tarifs de refacturation du transport ainsi qu'aux tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution.

**Article 191.** **§1<sup>er</sup>.** À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, les utilisateurs du réseau raccordés au réseau basse tension de catégorie 3 et qui sont équipés d'un compteur électronique dont la fonction de communication est active<sup>15</sup> peuvent opter pour une tarification de réseau dite « incitative ».

**§ 2.** La tarification incitative s'applique au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau, tel que visé à l'article 183.

**§ 3.** La structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau basse tension qui ont opté pour la tarification incitative, ainsi que les modalités d'établissement et d'application de cette structure tarifaire, sont précisées dans des lignes directrices de la CWaPE, visées à l'article 88.

**§ 4.** Les tarifs de refacturation du transport qui sont applicables aux URD ayant opté pour la tarification incitative sont définis par les gestionnaires de réseau sur la base de la structure tarifaire précisée par la CWaPE dans ses lignes directrices et de manière à ce que ces tarifs incitent les utilisateurs du réseau

- 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
- à utiliser l'énergie renouvelable et intermittente au moment où elle est disponible,

tout en veillant

- au respect des principes de simplicité et de lisibilité des grilles tarifaires et
- à ce que la distribution d'énergie reste un service universel de qualité et à un prix abordable.

**Article 192.** **§ 1<sup>er</sup>.** Les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges couvrent la somme des coûts facturés par les gestionnaires de réseau de transport aux gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne pour l'application des tarifs de transport pour obligations de service public, taxes et surcharges.

**§ 2.** Chacun de ces tarifs est calculé sur la base des tarifs correspondant des gestionnaires de réseau de transport, en tenant compte des pertes en réseau et des injections locales sur le réseau de

<sup>14</sup> Les systèmes spécifiques « EHP », pour Effacement des Heures de Pointes, sont assimilés à des compteurs « exclusif de nuit » et les prélèvements y associés sont facturés au tarif *exclusif de nuit*.

<sup>15</sup> La fonction communicante du compteur doit impérativement être activée. Si la fonction communicante n'est pas activée, seules les données issues des registres de comptage peuvent être utilisées pour l'application des tarifs de réseaux.

distribution, dans un objectif de neutralité financière globale pour les gestionnaires de réseau de distribution.

**§ 3.** Les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges sont exprimés en €/kWh. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 81 § 3, les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges sont fonction de l'électricité brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 81, § 1, le tarif pour les obligations de service public et les surcharges est fonction de l'électricité nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution.

**§ 4.** Les tarifs pour obligations de service public et surcharges varient en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

**§ 5.** Par dérogation au § 3, les tarifs pour les obligations de service public et pour les surcharges ne s'appliquent pas dans le cas d'un raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité.

**Article 193. § 1<sup>er</sup>.** Le tarif pour les soldes régulateurs de transport permet d'apurer les soldes régulateurs générés par l'application des tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport. Ces soldes sont visés au titre V, chapitre 3 de la présente méthodologie. L'affectation de ces soldes via le tarif pour les soldes régulateurs de transport doit faire l'objet d'une décision de la CWaPE.

**§ 2.** Le tarif pour les soldes régulateurs de transport peut avoir un signe positif ou négatif. Il est exprimé en €/kWh. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 81, § 3, le tarif pour les soldes régulateurs de transport est fonction de l'électricité brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 81, § 1, le tarif pour les soldes régulateurs est fonction de l'électricité nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution.

**§ 3.** Le tarif pour les soldes régulateurs de transport varie en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

**§ 4.** Par dérogation au § 2 dans le cas d'un raccordement exclusivement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les soldes régulateurs ne s'applique pas.

**Article 194. § 1<sup>er</sup>.** Les tarifs pour dépassement du forfait d'énergie réactive sont exprimés en EUR/kVArh. Ils sont fonction de la quantité d'énergie réactive quart-horaire qui dépasse le droit de prélèvement d'énergie réactive prévue à l'article IV.20 du Règlement technique de distribution d'électricité. Ils peuvent être également fonction de la quantité d'énergie réactive quart-horaire qui dépasse des valeurs limites pour l'injection d'énergie réactive moyennant le respect des conditions prévues au § 7.

**§ 2.** Les tarifs pour dépassement du forfait d'énergie réactive dépendent du niveau de dépassement de la quantité d'énergie active quart-horaire :

- 1° le tarif de la zone électrique 1 est appliqué lorsque le dépassement reste inférieur ou égal à 75% en régime inductif (à titre indicatif, cette limite correspond à un facteur de puissance ( $\tan \phi$ ) compris entre 0,95 et 0,80) ;
- 2° le tarif de la zone électrique 2 est appliqué lorsque le dépassement est supérieur à 75% en régime inductif (à titre indicatif, cette limite correspond à un facteur de puissance ( $\tan \phi$ ) inférieur à 0,80) ou lorsque le dépassement se produit en régime capacitif.

**§ 3.** Les tarifs pour dépassement du forfait d'énergie réactive s'appliquent uniquement aux niveaux de tension T-MT, MT et T-BT.

**§ 4.** Pour la période régulatoire 2025-2029, le rapport entre le tarif zone 2 et le tarif zone 1 est plafonné pour chaque exercice successif à respectivement 1,1, 1,2, 1,3, 1,4 et 1,5.

**§ 5.** Les gestionnaires de réseau précisent, dans leurs modalités tarifaires, et motivent les raccordements qui doivent être exonérés des tarifs pour dépassement d'énergie réactive en conformité avec les Codes de réseau.

**§ 6.** Dans la mesure où une activation par le gestionnaire de réseau de distribution de la régulation de tension (réglage automatique ou centralisé) occasionne un impact sur l'énergie réactive pour un point d'accès, ces volumes quart-horaires seront corrigés sur la base des activations demandées par le gestionnaire de réseau de distribution.

**§ 7.** Les conditions cumulatives à remplir pour pouvoir déposer une proposition tarifaire reprenant des tarifs pour dépassement d'énergie réactive en situation d'injection sont les suivantes :

- 1° la réalisation d'une comparaison avec les pays et régions voisins ;
- 2° la tenue d'une concertation avec l'ensemble des acteurs ;
- 3° la calibration du tarif pour énergie réactive en situation d'injection de façon à maintenir la compétitivité des unités de production concernées ;
- 4° le maintien d'un tarif pour énergie réactive dissuasif en situation de prélèvement ;
- 5° le maintien de la péréquation.

## CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DU TRANSPORT

**Article 195.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau de distribution mandaté (ou l'entité mandatée) par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité dépose, au plus tard le 30 septembre de chaque année N-1, une proposition commune de tarifs de refacturation du transport pour l'année N de la période régulatoire. La proposition est transmise à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception et sur support électronique avec accusé de réception. Le contenu minimum de la proposition de tarifs de refacturation du transport ainsi que les règles de détermination des tarifs sont définis à travers des lignes directrices édictées par la CWaPE.

§ 2. Le 30 novembre de l'année N-1 au plus tard, la CWaPE informe les gestionnaires de réseau, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de tarifs de refacturation du transport de l'année N.

§ 3. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs de refacturation du transport de l'année N, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

§ 4. Si la CWaPE a pris une décision de refus de la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du transport conformément au § 3 du présent article, des tarifs provisoires peuvent être fixés par la CWaPE jusqu'à ce que toutes les objections des gestionnaires de réseau de distribution ou de la CWaPE soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord intervienne entre la CWaPE et les gestionnaires de réseau de distribution sur les points litigieux.

§ 5. Lorsque, après concertation entre les GRD (ou l'entité mandatée) et la CWaPE, un accord est intervenu sur un calendrier alternatif à ce qui est prévu dans les §§1 à 2, ce calendrier est d'application. Au cas où ce calendrier impacte les fournisseurs, les GRD en informent ces derniers. À défaut d'un accord sur un calendrier alternatif, les délais prévus aux §§ 1 à 2 sont d'application.

**Article 196.** Les tarifs de refacturation du transport dûment approuvés sur la base de la présente méthodologie sont, par défaut, d'application à partir du 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de la période régulatoire pour une durée de 12 mois.

**Article 197.** À la demande des gestionnaires de réseau ou de la CWaPE, les tarifs de refacturation du transport peuvent être révisés en cas de modification des tarifs de transport d'ELIA ou de RTE.

# CHAPITRE 3 - LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES

## Section 1 : Le calcul de l'écart global

**Article 198.** § 1<sup>er</sup>. L'écart global, sur une base annuelle, entre les charges réelles globales et les recettes réelles globales relatives au transport constitue un solde régulateur global calculé pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{global\ transport} = (Charges_{globales\ réelles} - Recettes_{globales\ réelles})$$

avec :

- $SR_{global\ transport}$  = le solde régulateur global relatif au transport ;
- $Charges_{globales\ réelles}$  = les charges réelles globales relatives au transport ;
- $Recettes_{globales\ réelles}$  = les recettes réelles globales relatives au transport.

Ce solde régulateur 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).

**§ 2.** Les recettes réelles globales relatives au transport sont constituées du chiffre d'affaires total généré par l'application des tarifs pour refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne. Ces recettes réelles sont comptabilisées du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre de chaque année de la période régulateur.

**§ 3.** Les charges réelles globales relatives au transport sont constituées de la somme des factures de transport relatives à l'année concernée adressées par les gestionnaires de réseau de transport aux gestionnaires de réseau de distribution actifs sur le territoire de la Région wallonne. Ces charges réelles sont comptabilisées du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre de chaque année de la période régulateur.

**Article 199.** Le solde régulateur global de transport est, après approbation de la CWaPE, affecté au tarif pour les soldes régulateurs de transport, visé à l'article 193 de la présente méthodologie.

## Section 2 : Le calcul des écarts individuels

**Article 200.** L'écart, sur une base annuelle, entre les charges réelles individuelles et les recettes réelles individuelles relatives au transport comptabilisées par le gestionnaire de réseau de distribution constitue un solde régulateur individuel. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SR_{\text{individuel transport}} = (\text{Charges}_{\text{individuelles réelles}} - \text{Recettes}_{\text{individuelles réelles}})$$

Avec :

- $SR_{\text{individuel transport}}$  = le solde régulateur individuel relatif au transport ;
- $\text{Charges}_{\text{réelles}}$  = les charges réelles individuelles relatives au transport ;
- $\text{Recettes}_{\text{réelles}}$  = les recettes réelles individuelles relatives au transport.

**Article 201.** Le mécanisme de compensation des soldes régulateurs individuels relatifs au transport de chaque gestionnaire de réseau de distribution fait l'objet d'accords multilatéraux entre les gestionnaires de réseau de distribution.

## CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DU SOLDE RÉGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT

**Article 202.** § 1<sup>er</sup>. Au plus tard le 31 juillet de l'année N+1, le gestionnaire de réseau de distribution mandaté (ou l'entité mandatée) par les gestionnaires de réseau de distribution) transmet à la CWaPE le calcul du solde régulateur global de transport de l'année N ainsi qu'une proposition d'affectation de ce solde, incluant une proposition de révision du tarif pour les soldes régulatoires de transport de l'année N+2. La proposition est transmise à la CWaPE en un exemplaire par porteur avec accusé de réception et sur support électronique avec accusé de réception. Le contenu minimum de la proposition de calcul du solde régulateur global de transport, d'affectation et de révision du tarif pour les soldes régulatoires de transport est défini à travers des lignes directrices édictées par la CWaPE.

§ 2. Le 30 novembre de l'année N+1 au plus tard, la CWaPE informe les gestionnaires de réseau de distribution, par lettre avec accusé de réception, de sa décision d'approbation ou de refus de la proposition de calcul du solde régulateur global de transport, d'affectation et de révision du tarif pour les soldes régulatoires de transport.

§ 3. En cas de refus par la CWaPE de la proposition visée au § 2 du présent article, la CWaPE indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision.

§ 4. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition visée au § 2, à la demande de la CWaPE, le gestionnaire de réseau lui transmet, dans un délai de 15 jours calendrier, une version de la proposition approuvée communicable à des tiers en cas de recours, dans laquelle les documents ou les passages que le gestionnaire de réseau considère confidentiels sont enlevés et comprenant une justification du caractère confidentiel de chacun de ces documents et passages. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

§ 5. Lorsque, après concertation entre les gestionnaires de réseaux (ou l'entité mandatée) et la CWaPE, un accord est intervenu sur un calendrier alternatif à ce qui est prévu dans les §§1, 2 et 4, ce calendrier est d'application. À défaut d'un accord sur un calendrier alternatif, les délais prévus aux §§ 1, 2 et 4 sont d'application.

**Article 203.** Le tarif pour les soldes régulatoires de transport approuvé sur la base de la procédure décrite à l'article 202 de la présente méthodologie est, par défaut, d'application à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+2 pour une durée de 12 mois.

# TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ

## CHAPITRE 1 - LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES

### Section 1 : Les règles régulatrices

**Article 204.** Les règles régulatrices définies à travers la présente méthodologie, sont applicables à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne. Elles permettent à la CWaPE de vérifier l'uniformité des données financières rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution en vertu des dispositions visées par les titre II - chapitre 4, titre III – chapitre 4, titre IV – chapitre 2 et titre V – chapitres 2 et 4 de la présente méthodologie.

**Article 205. § 1<sup>er</sup>.** Le gestionnaire de réseau de distribution tient sa comptabilité afin d'assurer que les états financiers rapportés pour l'activité régulée donnent une image fidèle de sa situation financière.

**§ 2.** Le gestionnaire de réseau de distribution détermine son revenu autorisé conformément au référentiel comptable en vigueur et aux principes généraux comptables applicables en Belgique pour la tenue des comptes annuels des sociétés.

**Article 206. § 1<sup>er</sup>.** Le gestionnaire de réseau de distribution décrit *ex ante* les règles d'évaluation comptable et d'activation des coûts d'application pour la période régulatoire au travers de sa proposition de revenu autorisé.

**§ 2.** Pour la détermination du calcul des écarts entre le budget et la réalité visé au titre IV de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau de distribution applique les mêmes règles d'activation des coûts que celles appliquées *ex ante* pour la détermination du revenu autorisé.



## Section 2 : L'absence de subsidiation croisée et la tenue d'une comptabilité séparée

**Article 207.** La subsidiation croisée entre les activités régulées de gestion des réseaux électriques et gaziers et les activités non régulées du gestionnaire de réseau de distribution est interdite.

**Article 208.** § 1<sup>er</sup>. Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution exerce d'autres activités que la gestion des réseaux électriques ou gaziers, il doit tenir une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités, comme il le ferait si ces activités étaient réalisées par des entreprises juridiquement distinctes, conformément aux articles 8, § 2bis, du décret électricité et 7, § 4, du décret gaz. Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

**§ 2.** Toute imputation indirecte de frais généraux ou de frais partagés entre plusieurs activités de l'entreprise, le cas échéant moyennant des clés de répartition, est à justifier quant à l'absence de subsidiations croisées. Cette obligation vaut également pour l'imputation indirecte entre les différentes activités du gestionnaire de réseau, en ce compris celles des sociétés liées à celui-ci.

**Article 209.** Lors du contrôle des états financiers du gestionnaire de réseau de distribution opéré dans le cadre de l'établissement du rapport spécifique inhérent au bilan et compte de résultat annuel, le commissaire vérifie notamment le respect de la disposition légale en matière d'absence de subsidiations croisées telle que visée par l'article 4, § 2, 18°, du décret tarifaire.

## Section 3 : Les rapports des commissaires

### 3.1. La notice méthodologique et les rapports des commissaires

**Article 210.** Le gestionnaire de réseau décrit les procédures et dispositifs de contrôles internes mis en œuvre pour respecter la tenue d'une comptabilité séparée pour ses activités régulées au travers d'une notice méthodologique communiquée à son commissaire et à la CWaPE.

**Article 211.** Le gestionnaire de réseau de distribution joint à son rapport tarifaire *ex post* un rapport de son commissaire attestant que, sur la base des procédures et contrôles internes mis en place par le gestionnaire de réseau de distribution et des contrôles opérés par le commissaire, le bilan et le compte de résultats de l'activité régulée rapportés représentent une image fidèle de la réalité.

**Article 212.** § 1<sup>er</sup> Périodiquement, la CWaPE peut demander au commissaire du gestionnaire de réseau de mener une mission de contrôle, d'une part, sur les investissements et les mises hors services et, d'autre part, sur les clés de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation de ses charges et produits et des postes du bilan entre les activités régulées et non régulées du gestionnaire de réseau de distribution.

§ 2. Le cas échéant, la mission visée au § 1<sup>er</sup> du présent article portera également sur les clés de répartition des charges et produits provenant des entités composant la structure faîtière et impactant directement ou indirectement l'activité régulée du gestionnaire de réseau.

### 3.2. Les lignes directrices

**Article 213.** § 1<sup>er</sup>. La CWaPE fixe les lignes directrices relatives à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des commissaires requis dans le cadre de la présente méthodologie.

§ 2. La CWaPE peut modifier ou compléter, après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution, les lignes directrices relatives à la notice méthodologique et aux rapports spécifiques des commissaires requis dans le cadre de la présente méthodologie, chaque fois que l'exécution des dispositions légales ou de la présente méthodologie l'exige.

## CHAPITRE 2 - LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉE INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWaPE

### Section 1 : Généralités

**Article 214.** § 1<sup>er</sup>. En vertu de son obligation de transparence et de motivation, la CWaPE publie, sur son site Internet, les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses missions visées par les dispositions du décret tarifaire du 19 janvier 2017.

§ 2. Elle assure la publicité des actes, visés au § 1<sup>er</sup> du présent article, en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles concernant les gestionnaires de réseau de distribution, des fournisseurs ou des utilisateurs de réseau, des données à caractère personnel et/ou des données dont la confidentialité est protégée en vertu des législations spécifiques. La CWaPE peut préciser à travers des lignes directrices les critères de confidentialité admissibles.

### Section 2 : Les obligations en matière de publicité

**Article 215.** § 1<sup>er</sup>. Conformément aux dispositions décrétales, pour les tarifs et les décisions visés par la présente méthodologie, la CWaPE publie et maintient sur son site Internet l'ensemble des documents ou actes à portée individuelle ou collective suivants :

- 1° La méthodologie tarifaire applicable et toute pièce relative à la concertation qu'elle estime utile à la motivation de sa décision relative à la méthodologie tarifaire ;
- 2° L'état d'avancement de la procédure d'approbation tarifaire d'une manière transparente ;
- 3° Les décisions d'approbation ou de refus des propositions de revenu autorisé, éventuellement adaptées ;
- 4° Les décisions d'approbation ou de refus des propositions de tarifs ;
- 5° Les tarifs ;
- 6° Les décisions d'approbation et ou de refus du calcul des écarts.

§ 2. Les tarifs visés au § 1<sup>er</sup>, 5°, du présent article doivent être publiés dans les trois jours ouvrables après leur approbation.

**Article 216.** Les gestionnaires de réseau de distribution communiquent, dans les plus brefs délais, aux utilisateurs de leurs réseaux, les tarifs dûment approuvés et les mettent à la disposition de toutes les personnes qui en font la demande, notamment par le biais de leur site Internet.



# ANNEXES

- **Annexe 1** : Motivation de la méthodologie tarifaire 2025-2029
- **Annexe 2** : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé – Électricité
- **Annexe 3** : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs à la proposition de revenu autorisé – Gaz
- **Annexe 4** : Modèle de rapport tarifaire *ex post* et liste des annexes – Électricité
- **Annexe 5** : Modèle de rapport tarifaire *ex-post* et liste des annexes – Gaz
- **Annexe 6** : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques – Électricité
- **Annexe 7** : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques – Gaz
- **Annexe 8** : Modèles de grilles pour les tarifs périodiques de distribution d'électricité de l'année 2025 pour le prélèvement et des années 2025-2029 pour l'injection
- **Annexe 9** : Modèles de grilles pour les tarifs périodiques de distribution de gaz des années 2025-2029 pour le prélèvement et l'injection
- **Annexe 10** : Modèles de grilles pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité de l'année 2025
- **Annexe 11 CONFIDENTIELLE** : Paramètres utiles pour la détermination du calcul des écarts entre le budget et la réalité en matière d'achat d'électricité et de gaz dans le cadre des pertes en réseau et de l'alimentation de la clientèle propre
- **Annexe 12** : Plan d'action reprenant les définitions, les formules et les délais de mise en œuvre des indicateurs de qualité durant la période régulatoire 2025-2029
- **Annexe 13** : Modèle de rapport tarifaire relatif aux indicateurs de qualité portant sur l'exercice d'exploitation écoulé (année N)
- **Annexe 14** : Liste des annexes à la proposition de tarifs non périodiques électricité
- **Annexe 15** : Liste des annexes à la proposition de tarifs non périodiques gaz