

Date du document : 27/05/2022

## DÉCISION

CD-22e27-CWaPE-0656

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

**DOCUMENT SOUMIS À CONCERTATION AVEC LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION  
ET À CONSULTATION PUBLIQUE DU 1<sup>ER</sup> JUIN 2022 AU 31 AOÛT 2022**

*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*

CONTEXTE.....	4
ABSTRACT .....	5
LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE .....	6
<b>TITRE I. GÉNÉRALITÉS.....</b>	<b>7</b>
CHAPITRE 1 - OBJET ET DÉFINITIONS .....	7
CHAPITRE 2 - LES PRINCIPES DE DÉTERMINATION DES TARIFS.....	11
<b>TITRE II. LE REVENU AUTORISÉ .....</b>	<b>12</b>
CHAPITRE 1 - LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU REVENU AUTORISÉ.....	12
Section 1 : Le calcul du revenu autorisé.....	12
Section 2 : Les charges nettes opérationnelles .....	13
Section 3 : La marge bénéficiaire équitable .....	16
Section 4 : Le terme « qualité ».....	23
Section 5 : La quote-part des soldes régulateurs .....	26
CHAPITRE 2 - LES RÈGLES DE DÉTERMINATION ET DE RÉVISION DU REVENU AUTORISÉ .....	27
Section 1 : Détermination du revenu autorisé budgété <i>ex ante</i> .....	27
Section 2 : Révisions du revenu autorisé .....	33
CHAPITRE 3 – APPRÉCIATION DU CARACTÈRE RAISONNABLE DU REVENU AUTORISÉ .....	35
CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DU REVENU AUTORISÉ .....	39
<b>TITRE III. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>41</b>
CHAPITRE 1 - LES TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION.....	41
Section 1 : Généralités.....	41
Section 2 : Les tarifs périodiques de distribution d’électricité.....	43
Section 3 : Les tarifs périodiques de distribution de gaz .....	51
CHAPITRE 2 - LES TARIFS NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION.....	54
CHAPITRE 3 – RÉVISION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES .....	57
CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION .....	58
Section 1 : Procédure d’approbation des tarifs en cas d’approbation de la proposition de revenu autorisé endéans le 15 juin 2023 .....	58
Section 2 : Procédure d’approbation des tarifs en cas d’approbation de la proposition révisée de revenu autorisé endéans le 15 octobre 2023	60
CHAPITRE 5 – LES TARIFS PROVISOIRES .....	61
CHAPITRE 6 - LE CONTRÔLE DES TARIFS .....	61

<b>TITRE IV. LE CALCUL ET LE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ.....</b>	<b>62</b>
CHAPITRE 1 – LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ .....	62
Section 1 : Les catégories d’écarts .....	62
Section 2 : Détermination et affectation du solde régulateur total annuel .....	77
CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES ÉCARTS ENTRE LE BUDGET ET LA RÉALITÉ ET LA RÉVISION DU TARIF POUR LES SOLDES RÉGULATOIRES .....	78
<b>TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D’ÉLECTRICITÉ .....</b>	<b>80</b>
CHAPITRE 1 - LES CHARGES ET TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D’ÉLECTRICITÉ .....	80
Section 1 : Les charges d’utilisation du réseau de transport d’électricité .....	80
Section 2 : Les tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de transport d’électricité.....	80
CHAPITRE 2 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D’UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT.....	87
CHAPITRE 3 - LE TRAITEMENT DES ÉCARTS ENTRE LES CHARGES ET LES RECETTES RÉELLES.....	88
Section 1 : Le calcul de l’écart global.....	88
Section 2 : Le calcul des écarts individuels.....	88
CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D’APPROBATION DU SOLDE RÉGULATOIRE GLOBAL DE TRANSPORT .....	90
<b>TITRE VI. LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET DE PUBLICITÉ .....</b>	<b>91</b>
CHAPITRE 1 - LES RÈGLES RÉGULATOIRES ET LES RAPPORTS DES COMMISSAIRES .....	91
Section 1 : Les règles régulateurs .....	91
Section 2 : L’absence de subsidiation croisée et la tenue d’une comptabilité séparée .....	92
Section 3 : Les rapports des commissaires.....	93
CHAPITRE 2 - LA PUBLICITÉ DES ACTES DE PORTÉE INDIVIDUELLE OU COLLECTIVE DE LA CWaPE .....	94
Section 1 : Généralités.....	94
Section 2: Les obligations en matière de publicité.....	94
<b>ANNEXES.....</b>	<b>95</b>

# CONTEXTE

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, le décret tarifaire) fixe les règles applicables, en Région wallonne, pour l'approbation des tarifs de distribution de gaz et d'électricité. Ce décret confie également 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 4 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 17 juillet 2017, le Comité de direction de la Commission Wallonne pour l'Energie (CWAPE) approuvait la décision référencée CD-17g17-CWAPE-0107 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 2019-2023 (ci-après dénommée la méthodologie tarifaire 2019-2023). Les tarifs des gestionnaires de réseaux de distribution relatifs aux années 2019 à 2023 ont été élaborés et approuvés dans le respect de cette méthodologie dans le courant des années 2018 et 2019.

En novembre 2022, la CWaPE adoptera, en principe, une nouvelle méthodologie tarifaire visant à encadrer l'approbation des futurs tarifs des gestionnaires de réseaux de distribution pour les années 2024 à 2028.

Dans cette optique, la CWaPE a élaboré un premier projet de méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2024-2028, repris dans le présent document, afin de le soumettre à concertation avec les gestionnaires de réseaux de distribution et à consultation publique, conformément à l'article 2, § 2, du décret tarifaire.

# ABSTRACT

[A compléter]

Projet MT 2024-2028

# 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 ;

# 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 des charges d'utilisation du réseau de 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 2024 et prend fin le 31 décembre 2028.

**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° « 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 ;

- 7° « décret électricité » : le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;
- 8° « décret gaz » : le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ;
- 9° « 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 ;
- 10° « énergie active brute prélevée » : énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un *prosumer*, il s'agit de la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire de quantité d'électricité injectée sur le réseau ;
- 11° « énergie active nette prélevée » : énergie active nette prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un *prosumer*, il s'agit de la quantité d'électricité prélevée sur le réseau déduction faite de la quantité d'électricité injectée sur le réseau pour la période de facturation concernée ;
- 12° « GRD » : gestionnaire de réseau de distribution ;
- 13° « 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 ;
- 14° « *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 ;
- 15° « 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;
- 16° « 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 ;
- 17° « plus-value indexation historique » : valeur d'acquisition indexée jusqu'au 31 décembre 2001 des immobilisations corporelles régulées des 30 dernières années à laquelle est soustraite les amortissements de la valeur indexée tels qu'ils figurent dans le bilan des GRD ;
- 18° « plus-value de réévaluation » : il s'agit de la somme de la « plus-value iRAB » et de la « plus-value indexation historique » ;
- 19° « projet-pilote » : projet pilote au sens de l'article 21 du décret tarifaire ;
- 20° « *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 ;

- 21° « 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> ;
- 22° « rapport qualité » : le rapport visé à l'article I.12 du RTDE, ainsi que le rapport visé à l'article 6 du RTDG.
- 23° « régime de comptage R1 » : régime de comptage par défaut des compteurs communicants pour lequel le GRD peut relever les données de comptage par 1/4h mais ne les transmet pas au marché. Ces données de comptage par 1/4h ne peuvent pas être utilisées à des fins de facturation, conformément à l'article V.63, § 1<sup>er</sup>, du RTDE.
- 24° « régime de comptage R3 » : régime de comptage pour lequel la courbe de charge mesurée est utilisée dans les processus de marché. Ce régime de comptage n'est applicable qu'aux URD qui disposent d'un compteur communicant dont la fonction communicante peut être activée et qui renoncent explicitement au régime de comptage par défaut, aussi appelé « régime de comptage R1 », conformément à l'article V.63, § 2, du RTDE.
- 25° « revenu autorisé » : revenu total au sens de l'article 1<sup>er</sup> du décret tarifaire, tel que défini dans la présente méthodologie ;
- 26° « 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 ;
- 27° « 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 ;
- 28° « 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 ;
- 29° « 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 ;
- 30° « taux sans risque » : mesure du rendement attendu d'un investissement dans un placement libre de tout risque ;
- 31° « 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 ;
- 32° « URD » : utilisateur de réseau de distribution ;
- 33° « volume de rebours » : correspond au nombre de m<sup>3</sup> (ou kWh PCS) qui ont transités 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 ;

34° « 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.

Projet MT 2024-2028

## 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 valide, chaque année de la période régulatoire, les tarifs de refacturation des charges d’utilisation du réseau de 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 :

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

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 ;
- $Q_N$  = 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
635/7	Provisions pour pension et obligations similaires, provisions pour grosses réparations et gros entretiens, 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 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 strictement applicable à la marge bénéficiaire équitable, plafonnée au montant de la charge fiscale effectivement due par le GRD lorsque cette dernière est inférieure;
- 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> ;

---

<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).

- 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 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.

**§ 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 : La marge bénéficiaire équitable

### 3.1. Définition de la marge bénéficiaire équitable

**Article 14.** § 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.

### 3.2. Détermination de la marge bénéficiaire équitable

**Article 15.** *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 ;
- 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 22 ;
- 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 28 et 29 ;
- Plus-value de réévaluation budgétée<sub>N</sub> = plus-value de réévaluation budgétée de l'année N déterminée conformément à l'article 24 ;
- 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 30 et 31.

**Article 16.** *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 2019-2023 ;
- 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 22 ;
- Plus-value de réévaluation réelle<sub>N</sub> = plus-value de réévaluation réelle de l'année N déterminée conformément à l'article 24 ;
- Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé, applicable à la RAB hors plus value de réévaluation, déterminé conformément aux dispositions des articles 28 et 29 ;

- 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 30 et 31.

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

**Article 17.** § 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 23.

**Article 18.** 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 19.** 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 :

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

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

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

**Article 20. § 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 2024 et est déterminée comme suit :

À la valeur nette comptable au 31 décembre 2021, telle qu'approuvée par la CWaPE, 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 2022 et 2023.

De la valeur nette comptable au 31 décembre 2021, 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 17, mis hors service ou réalisés au cours des années 2022 et 2023 ;
- 2° les amortissements des actifs régulés, tels que définis à l'article 17, des années 2022 et 2023 ;
- 3° les interventions de tiers relatives aux actifs régulés, tels que définis à l'article 17, des années 2022 et 2023 ;
- 4° la partie des subsides relatifs aux actifs régulés, tels que définis à l'article 17, des années 2022 et 2023 ;

**§ 2.** *Ex ante*, dans la proposition de revenu autorisé, les investissements « réseau » visés au § 1<sup>er</sup> sont, sauf exceptions dûment justifiées par le GRD et approuvées par la CWaPE, établis conformément aux derniers plans d'adaptation en électricité et d'investissement en gaz transmis par le gestionnaire de réseau de distribution et approuvés par la CWaPE.

**§ 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.

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

**Article 21.** La valeur initiale de la plus-value de réévaluation est la valeur de la plus-value de réévaluation au 1<sup>er</sup> janvier 2024 et est déterminée comme suit.

De la plus-value de réévaluation au 31 décembre 2021, sont déduites :

- 1° la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2022 et 2023, 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 2022 et 2023.

### 3.4.3. Évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation (à partir du 1er janvier 2024)

**Article 22.** § 1<sup>er</sup>. La valeur de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation évolue, chaque année de la période réglementaire, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024, 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 » (incluses 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 17, mis hors service au cours de l'année concernée ;
- 3° la déduction des amortissements des actifs régulés, tels que définis à l'article 17, de l'année concernée ;
- 4° la déduction des interventions de tiers relatives aux actifs régulés, tels que définis à l'article 17, de l'année concernée ;
- 5° la déduction de la partie des éventuels subsides relatifs aux actifs régulés, tels que définis à l'article 17, 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*, dans la proposition de revenu autorisé, les investissements « réseau » visés au § 1<sup>er</sup> sont, sauf exceptions dûment justifiées par le GRD et approuvées par la CWaPE, établis conformément à ceux repris dans les derniers plans d'adaptation en électricité et d'investissement en gaz transmis par le gestionnaire de réseau de distribution et approuvés par la CWaPE.

**§ 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 réglementaire.

**Article 23.** Le montant annuel des amortissements visé aux articles 20 et 22, 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 payguard):	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 payguard ») :	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)

### 3.4.4. Évolution de la plus-value de réévaluation (à partir du 1er janvier 2024)

**Article 24.** La valeur de la plus-value de réévaluation évolue, chaque année de la période réglementaire, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024, 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 25.** 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.

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

**Article 26.** 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.

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

**Article 27.** La réévaluation de la base d'actifs régulés est interdite.

### 3.4.7. Définition des pourcentages de rendement autorisés

**Article 28.** § 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 18.

§ 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
$k_D$	Coût de la dette $k_D = r_f + d$	
	$r_f$	Taux sans risque
	$d$	Prime de risque crédit, compensant le risque de défaut
$k_E$	Coût des capitaux propres $k_E = r_f + \beta_e (k_m - r_f)$	
	$r_f$	Taux sans risque
	$\beta_e$	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 2024-2028
Taux sans risque nominal	$r_f$	0,93 %
Prime de risque de marché	$k_m - r_f$	4,30 %
Bêta des fonds propres	$\beta_e$	0,71
<b>Coûts des fonds propres</b>	<b><math>k_E</math></b>	<b>3,98 %</b>
Prime de risque de dette		0,77%
<b>Coût des dettes</b>	<b><math>k_D</math></b>	<b>1,70 %</b>
<b>Ratio d'endettement</b>		<b>52,5%</b>
<b>Ratio des fonds propres</b>		<b>47,5%</b>
<b>Coût moyen pondéré du capital</b>	<b>CMPC</b>	<b>2,784 %</b>

**Article 29.** Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors plus-value de réévaluation calculé conformément à l'article 28 est fixé ex ante pour la période régulatoire 2024 à 2028, et n'est pas revu ex post.

**Article 30.** Le pourcentage de rendement autorisé de chaque année de la période régulatoire 2024-2028 qui s'applique à la plus-value de réévaluation, telle que définie à l'article 19, est fixé dans le tableau ci-dessous :

	Valeur (%)
2024	2,784%
2025	2,227%
2026	1,670%
2027	1,114%
2028	0,557%

**Article 31.** Le pourcentage de rendement autorisé applicable à la plus-value de réévaluation visé à l'article 30 est fixé ex ante pour la période régulatoire 2024 à 2028, et n'est pas revu ex post.

## Section 4 : Le terme « qualité »

### 4.1. Définition

**Article 32.** § 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 2024-2028, 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'Energie 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'Energie 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 85 ;
- 6° La fréquence d'interruption [SAIFI – System Average Interruption Frequency Index] – indisponibilité « totale URD » hors catégorie 7.b et 86 ;
- 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 127, sur la base de l'atteinte ou non des objectifs de qualité définis par la CWaPE aux articles 35 à 37.

---

<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*.

**§ 3.** Les indicateurs visés aux points 1° à 3° seront pris en compte pour l'évaluation du terme « qualité » dès l'année 2024, 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.

**Article 33.** En cours de période régulatoire, des indicateurs de qualité supplémentaires ou en remplacement d'indicateurs visés à l'article 32 pourront être définis après concertation avec les gestionnaires de réseau afin d'être implémentés dans la méthodologie tarifaire suivante.

## 4.2. Mesures du niveau de qualité

**Article 34.** § 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 32.

**§ 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 aux points 4° à 9° de l'article 32.

En ce qui concerne les données provenant du rapport qualité (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 4° à 7° de l'article 32), le plan d'action doit être conforme aux plans d'actions convenus par chaque GRD avec la CWaPE suite aux conclusions de l'audit des rapports qualité électricité et gaz avec échéancier (décision de la CWaPE référencée CD-21b11-CWaPE-0482).

En ce qui concerne les données ne relevant pas du rapport qualité (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 8° et 9° de l'article 32 de la présente méthodologie), celles-ci devront être rapportées à la CWaPE au plus tard à partir du 31 décembre 2023 (données à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023) de manière à ce que les indicateurs visés puissent être utilisés dans le calcul du terme « qualité » à partir de l'année 2028.

En ce qui concerne les données ne relevant pas du rapport qualité et disponibles auprès du Service Régional de Médiation pour l'Energie (à savoir celles relatives aux indicateurs visés aux points 2° et 3° de l'article 32 de la présente méthodologie), celles-ci sont d'ores et déjà disponibles auprès de la CWaPE.

**§ 3.** 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 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.

### 4.3. Objectifs de qualité

**Article 35.** Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés au point 1° à 3° de l'article 32 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	103 plaintes
RESA Électricité et Gaz	29 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	4 plaintes
ORES Électricité et Gaz	129 plaintes
RESA Électricité et Gaz	83 plaintes
REW	2 plaintes

**Article 36.** Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés aux points 4° à 6° de l'article 32 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 37.** Les objectifs de qualité individuels relatifs aux indicateurs visés aux points 7° à 9° de l'article 32 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	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 5 : La quote-part des soldes régulateurs

**Article 38.** Le revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire peut inclure une quote-part des soldes régulateurs des années précédentes (SR), conformément aux décisions d'approbation et d'affectation des soldes régulateurs prises par la CWaPE et conformément à l'article 51.

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

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

### 1.2. Les charges nettes opérationnelles

**Article 40.** 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 41.** § 1<sup>er</sup>. Les charges nettes opérationnelles contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$CNC = [CNC_{OSP} + CNC_{HORS\ OSP}]$$

Avec :

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

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

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

Avec :

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

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

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

Avec :

- $CNC\ hors\ OSP_{réelles\ 2019}$  = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2019 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;
- $CNC\ hors\ OSP_{réelles\ 2020}$  = les charges nettes contrôlables réelles de l'année 2020 hors charges nettes opérationnelles relatives aux obligations de service public, après déduction des dotations/reprises de provision. Ces charges incluent les charges relatives aux immobilisations hors OSP ;
- $IS_{2020}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2020 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 0,98%.
- $IS_{2021}$  = valeur réelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé (base 2013) de l'année 2021 publié par le Bureau Fédéral du Plan, soit 2,01%.
- $IS_{2022}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.

- $IS_{2023}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- $IS_{2024}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
- $CPS_{2023}$  = les charges nettes budgétées des projets spécifiques de l'année 2023 au sens la méthodologie tarifaire 2019-2023 après déduction des coûts/produits non-contrôlables inclus dans les CPS budgétées. Les montants autorisés des charges nettes des projets spécifiques de l'année 2023 sont repris à l'article 42 ;
- Correction  $CPS_{2023}$  = correction des charges d'amortissement des compteurs classiques basse tension électricité et des compteurs à budget électricité et gaz intégrées dans les charges nettes relatives au projet spécifique (CPS) de l'année 2023 afin qu'elles correspondent aux charges d'amortissement des compteurs classiques électricité et des compteurs à budget électricité et gaz réelles des années 2019 et 2020. Cette correction est calculée comme suit :  

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

Avec :

  - a.  $CA\ CPS_{2023}$  : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget budgétées pour l'année 2023 et utilisées dans le calcul des charges nettes relatives au projet spécifique de déploiement des compteurs intelligents conformément à la méthodologie tarifaire 2019-2023.
  - b.  $CA\ CC\ et\ CàB\ réelles_{2019}$  : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2019 telles que reprises dans le rapport tarifaire *ex-post* 2019 du GRD.
  - c.  $CA\ CC\ et\ CàB\ réelles_{2020}$  : charges d'amortissement des compteurs BT classiques et des compteurs à budget payguard réelles de l'année 2020 telles que reprises dans le rapport tarifaire *ex-post* 2020 du GRD.
  - d.  $IS_{2020}$  = 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%.
  - e.  $IS_{2021}$  = 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%.
  - f.  $IS_{2022}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2022 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
  - g.  $IS_{2023}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2023 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
  - h.  $IS_{2024}$  = valeur prévisionnelle (exprimée en pourcent) de l'indice santé de l'année 2024 publiée par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 » en juin 2022.
  - $CNC\ additionnelles_{2024}$  = les charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 telles que fixées pour chaque GRD à l'article 43.
  - $X_i$  = facteur individuel d'efficience (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 46.

**Article 42.** Les charges nettes budgétées autorisées des projets spécifiques de l'année 2023 sont reprises dans le tableau ci-dessous :

GRD	CPS budgétées 2023 autorisées
AIEG	242 760 €
AIESH	167 488 €
ORES ELEC	9 030 177 €
RESA ELEC	5 735 990 €
REW	160 355 €
ORES GAZ	7 494 576 €
RESA GAZ	2 532 417 €

**Article 43.** Les charges nettes contrôlables additionnelles de l'année 2024 de chaque GRD sont reprises dans le tableau ci-dessous :

GRD	CNC additionnelles 2024
AIEG	217 845 €
AIESH	175 785 €
ORES ELEC	5 830 174 €
RESA ELEC	1 808 308 €
REW	144 094 €
ORES GAZ	2 482 934 €
RESA GAZ	739 875 €

**Article 44.** § 1<sup>er</sup>. Pour les années 2025 à 2028, le budget 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 :

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

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 2025 à 2027 publiées par le Bureau Fédéral du Plan dans sa publication intitulée « Perspectives économiques 2022-2027 en juin 2022 » ;
- FEC<sub>i</sub> = facteur individuel d'évolution des coûts (exprimé en pourcent) tel que fixé à l'article 45 ;
- Y<sub>i</sub> = facteur de productivité (exprimé en pourcent) fixé à 0% pour la période régulatoire 2024-2028.

§ 2. Pour les années 2025 à 2028, le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes 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 :

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

Avec :

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

**Article 45.** Les valeurs (en pourcentage) des facteurs individuels d'évolution des coûts sont repris dans le tableau ci-dessous :

GRD	Facteurs individuels d'évolution des coûts
AIEG	0,554%
AIESH	0,144%
ORES ELEC	0,261%
RESA ELEC	0,776%
REW	0,598%
ORES GAZ	0,493%
RESA GAZ	0,938%

**Article 46.** Les valeurs (en pourcentage) des facteurs individuels d'efficience sont repris dans le tableau ci-dessous :

GRD	Facteurs individuels d'efficience
AIEG	-0,258%
AIESH	-1,657%
ORES ELEC	-3,730%
RESA ELEC	-1,031%
REW	-3,075%
ORES GAZ	-4,362%
RESA GAZ	-2,033%

### 1.2.2. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables

**Article 47. § 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 2024 à 2028 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 48.** La marge bénéficiaire équitable budgétée des années 2024 à 2028 est établie, pour chaque année, conformément aux dispositions du titre II, chapitre 1, section 3, de la présente méthodologie.

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

**Article 49.** Le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* peut inclure des charges ou produits permettant la répercussion, dans les tarifs de distribution des années 2024 à 2028, 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.

### 1.5. Le terme « qualité »

**Article 50.** 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 51.** § 1<sup>er</sup>. Le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* (ci-après dénommé « revenu autorisé budgété initial ») pour les années 2025 à 2028 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 2025 à 2028) ;
- 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 52.** § 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 10 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 et significativement à la hausse ou à la baisse la situation financière du gestionnaire de réseau de distribution, à savoir à la hausse ou à la baisse d'un montant équivalent à 2% du revenu autorisé annuel approuvé.

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 54 de la présente méthodologie ;

- 5° Si l'application des tarifs apparaît comme disproportionnée ou discriminatoire dans le chef de certains URD, ou conduit à des écarts récurrents significatifs tant au niveau des coûts contrôlables (bonus/malus) qu'au niveau des charges et produits non-contrôlables (soldes régulatoires).

Dans le cadre de l'appréciation de l'importance des bonus et malus, sont seuls pris en compte les coûts conformes aux critères de raisonnabilité visés à l'article 54 de la présente méthodologie, déduction faite des coûts exposés par le GRD présentant un caractère ponctuel (venant diminuer son bonus ou augmenter son malus).

**§ 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. A défaut d'accord entre la CWaPE et le gestionnaires de réseau de distribution, le calendrier est établi par la CWaPE selon les mêmes délais que ceux prévus à l'article 60.

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 ( $SR_{\text{bonus restitué}}$ ). 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 raisonnabilité visés à l'article 54.

**Article 53.** Les coûts soumis à travers la demande de révision doivent rencontrer les critères de raisonnabilité visés à l'article 54.

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

**Article 54.** § 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 2024 à 2028, visée aux articles 60 et 136 ;
- de l'approbation des coûts contrôlables et non contrôlables repris dans une demande de révision ponctuelle du revenu autorisé sur la base des articles 52 et 53 ;
- de l'appréciation du respect des conditions de révision ponctuelle du revenu autorisé visées à l'article 52, §§ 1<sup>er</sup>, 4<sup>o</sup> et 5<sup>o</sup>, 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 régulateurs ;
- 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 55 à 59.

§ 3. A 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. A 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 § 1<sup>er</sup> du présent article. Au cours de la période régulatoire 2024-2028, la CWaPE peut notamment réaliser ou faire réaliser un audit des coûts contrôlables réels des années 2024 à 2028 en vue de la fixation du niveau initial des coûts contrôlables de la prochaine période régulatoire.

**Article 55.** 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.
- b) Sauf approbation préalable par la CWaPE, les éléments qui résultent d'une volonté de respecter des normes techniques plus strictes que celles imposées par la législation en vigueur sont considérés, en principe, comme déraisonnables.
- c) 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.
- d) 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.
- e) Les éléments résultant simplement d'accords volontaires conclus par le GRD au sein d'associations soumises ou non à la législation belge et au sujet desquels la CWaPE n'a pas été concertée sont, en principe, considérés comme inutiles pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau de distribution.
- f) 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.
- g) 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) a défaut de clés de répartition établis par le GRD, la part des coûts indirects mise à charge des activités non régulées visés aux points g, 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 56.** 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 57.** 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) Tout élément de coût à propos duquel le GRD ne peut démontrer de manière suffisante qu'il a fait l'objet d'une utilisation optimale sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable.
- b) 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.
- c) 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.
- d) Tous les éléments pour lesquels la CWaPE peut démontrer de manière suffisante qu'ils visent exclusivement 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.
- e) Les coûts qui résultent d'une sanction imposée par une autorité compétente seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- f) Le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de réaliser une opération, de la manière qui n'est pas la plus avantageuse pour l'URD, sera considéré comme déraisonnable et les coûts relatifs à cette opération seront rejetés comme étant déraisonnables.

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.

- g) 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 58.** En ce qui concerne le quatrième critère de raisonabilité (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 est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
- 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, 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 et/ou qui font l'objet d'une attestation avec réserve 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 aucune autre personne agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances.

**Article 59.** En ce qui concerne le sixième critère de raisonabilité (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 60.** § 1<sup>er</sup>. Le gestionnaire de réseau de distribution soumet à la CWaPE, au plus tard le 1<sup>er</sup> mars 2023, une proposition de revenu autorisé pour la période régulatoire 2024-2028. 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 1<sup>er</sup> mars 2023 n'inclut pas les charges nettes d'utilisation du réseau de transport. Ces dernières seront reprises dans la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport déposée conformément à la procédure décrite au titre V de la présente méthodologie.

§ 2. Au plus tard le 15 mars 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 31 mars 2023, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires relatives à la proposition de revenu autorisé, par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 10 mai 2023, 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 15 juin 2023, 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 1<sup>er</sup> septembre 2023 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 15 octobre 2023, 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 61.** 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 62.** 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.

**Article 63.** Les tarifs périodiques de distribution sont établis pour chaque année de la période régulatoire. 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° Toute hypothèse établie par un gestionnaire de réseau, en terme de volumes de prélèvement ou d'injection, de puissances de prélèvement ou d'injection, de nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution, ou toute autre hypothèse qui pourrait servir au calcul des recettes budgétées, doit être concertée avec les autres gestionnaires de réseau actifs sur le territoire de la Région wallonne, notamment en ce qui concerne la(les) année(s) de référence utilisées et les perspectives d'évolutions futures. Cette concertation est actée par un courrier commun des gestionnaires de réseau actifs sur le territoire de la Région wallonne et transmis à la CWaPE au moment du dépôt de la proposition de tarifs.

**Article 64.** 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 65.** 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 oeuvre raisonnable pour les fournisseurs.

**Article 66.** Les points de prélèvement pour lesquels une consommation forfaitaire est déterminée conformément à l'article V.3 du RTDE sont assimilés à un comptage bi-horaire sans mesure de pointe pour l'application des tarifs de distribution périodiques.

Projet MT 2024-2028

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

### 2.1. Niveaux de tension

**Article 67.** 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.

### 2.2. Tarifs de prélèvement

**Article 68.** Les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution sont composés de cinq 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 ;
- V. Le tarif pour l'énergie réactive.

**Article 69.** Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution comprend un terme capacitaire, un terme *prosumer*, un terme fixe et un terme proportionnel.

**Article 70. § 1<sup>er</sup>.** Le terme capacitaire visé à l'article 69 est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe est mesurée ou calculée.

Pour les utilisateurs du réseau basse tension, le terme capacitaire s'applique différemment selon que le raccordement est strictement supérieur à 56 kVA, ou inférieur ou égal à 56 kVA.

**§ 2.** Le terme capacitaire applicable aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension BT lorsque le raccordement a une puissance strictement supérieure à 56 kVA, T-BT, MT ou T-MT a deux composantes :

- i. Le tarif pour la pointe historique, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la plus haute des pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédant le mois de facturation. En cas de données partielles pour les onze derniers mois, la pointe historique sera calculée sur la base des seules données disponibles sur cette période. En cas d'absence complète de données, la pointe historique sera calculée sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe historique représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.

- ii. Le tarif pour la pointe du mois, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la pointe de puissance à facturer du mois de facturation. Le tarif pour la pointe du mois représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.

La pointe de puissance à facturer est égale :

- a. à la puissance maximale mesurée pendant le mois pour les utilisateurs ayant une courbe de charge calculée ;
- b. à la moyenne des dix plus hautes pointes de puissance mesurées pendant le mois pour les utilisateurs ayant une courbe de charge mesurée.

Lorsqu'un coefficient de dégressivité sur la pointe est appliqué au 31 décembre 2023, son effet doit progressivement diminuer de façon à disparaître au 1<sup>er</sup> janvier 2029.

**§ 3.** Le terme capacitaire applicable aux utilisateurs du réseau basse tension (BT) dont le raccordement est inférieur ou égal à 56 kVA s'applique uniquement aux utilisateurs disposant d'un compteur communicant qui ont demandé le régime de comptage R3.

Chaque quart d'heure, une puissance moyenne de prélèvement est calculée sur la base des données de consommation quart-horaire. Le tarif capacitaire s'applique à chacune des pointes de prélèvement réalisées au cours des quarts d'heure de la période tarifaire de pointe.

La période tarifaire de pointe est définie comme la période allant du 1<sup>er</sup> novembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, de 17h à 22h, y inclus le week-end et les jours fériés.

Le terme capacitaire applicable aux raccordements inférieurs ou égaux à 56 kVA est constitué de deux composantes :

- i) Le tarif de base, exprimé en €/kW, qui est applicable aux dix premiers kW de puissance appelés sur le réseau basse tension. Ce tarif est fixé à 0 €/kW.
- ii) Le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance appelée au-delà des dix premiers kW. Il est déterminé par chaque gestionnaire de réseau et doit être compris entre 0,25 €/kW et 0,5 €/kW.

**§ 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.

**Article 71.** § 1<sup>er</sup>. Un *prosumer*, pour autant qu'il ne dispose pas d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau, se verra appliquer le terme *prosumer* visé à l'article 69. Ce terme est composé d'un seul tarif, 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 doit être 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>7</sup> et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport 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>.

<sup>7</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.

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

**§ 2.** Un *prosumer*, pour autant qu'il dispose d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau et pour autant, lorsqu'il est équipé d'un compteur communicant, qu'il soit en régime de comptage R1, se verra appliquer une tarification de réseau applicable sur la base de ses prélèvements bruts mesurés.

Le montant total des coûts de réseau à facturer au *prosumer*, établis sur la base de ses prélèvements bruts et de l'ensemble des tarifs de distribution et de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport, est plafonné au montant total des coûts de réseau établis sur la base des prélèvements nets du *prosumer*, augmentés du tarif *prosumer* appliqué à la puissance nette développable de l'installation de production de ce dernier.

$\text{Coûts de réseau (Distribution + Transport) à facturer au prosumer} = \text{MIN} ( \text{Coûts de réseau (Distribution + Transport) établis sur la base des prélèvements bruts} ; \text{Coûts de réseau (Distribution + Transport) établis sur la base des prélèvements nets + tarif prosumer} )$
---

**§ 3.** Un *prosumer*, pour autant qu'il dispose d'un compteur permettant d'enregistrer ses prélèvements réels d'énergie active brute sur le réseau et pour autant, lorsqu'il est équipé d'un compteur communicant, qu'il ait demandé le régime de comptage R3, se verra appliquer une tarification de réseau applicable sur la base de ses prélèvements bruts mesurés.

**Article 72.** Le terme fixe visé à l'article 69 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 73.** § 1<sup>er</sup>. Le terme proportionnel visé à l'article 69 est exprimé en €/kWh et varie en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 71, § 2, le terme proportionnel est fonction de l'énergie active 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 71, § 1<sup>er</sup>, le terme proportionnel est fonction de l'énergie active nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution et de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée.

**§ 2.** 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 Article 70, § 2.

**§ 3.** Pour le niveau de tension BT, le terme proportionnel varie en fonction de l'application du terme capacitaire visé à l'article Article 70 :

1° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article Article 70, § 2, s'applique et dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA, le terme proportionnel est constitué 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.

2° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article Article 70, § 3, s'applique et dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. Pour ces utilisateurs de

réseau (qui disposent d'un compteur communicant et ont fait le choix de régime de comptage R3), l'option 4 plages horaires visée à l'article 75 est appliquée.

3° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article Article 70, ne s'applique pas, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. En fonction du type de compteur dont ils disposent, ces utilisateurs de réseau peuvent choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon 4 plages horaires, 2 plages horaires ou 1 plage horaire :

- 4 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur disposant au minimum de 4 registres de comptage.
- 2 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur disposant au minimum de 2 registres de comptage.
- 1 plage horaire : ce choix est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension quel que soit leur type de compteur.

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

**Article 74.** § 1<sup>er</sup>. Le choix du régime de comptage (R1 ou R3) réalisé par l'utilisateur du réseau de distribution basse tension équipé d'un compteur communicant (raccordement inférieur ou égal à 56 kVA) est applicable aux tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution ainsi qu'aux tarifs de refacturation des couts d'utilisation du réseau de transport.

**§ 2.** Le choix du nombre de plages horaires pour la facturation du terme proportionnel visé à l'article 69 est applicable aux tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution ainsi qu'aux tarifs de refacturation des couts d'utilisation du réseau de transport.

**Article 75.** § 1<sup>er</sup>. Les tarifs proportionnels applicables aux prélèvements d'électricité sur le réseau de distribution basse tension, tels que visés à l'article 73, § 3, 2° et 3°, sont différenciés selon 4, 2 ou 1 seule plages horaires. Les heures associées à chaque plage horaire sont définies ci-dessous :

- 4 plages horaires :
  - Plage des heures du matin : de 6h à 11h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
  - Plage des heures solaires : de 11h à 17h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
  - Plage des heures du soir : de 17h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
  - Plage des heures de nuit : de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
- 2 plages horaires :
  - Plage des heures pleines : de 6h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
  - Plage des heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
- 1 plage horaire : La plage des heures normales est applicable 24h/24, 7j/7j.

**§ 2.** Les heures associées à chaque plage horaire, telles que définies au § 1<sup>er</sup>, sont applicables par défaut. Chaque gestionnaire de réseau peut s'écarter des horaires établis au § 1<sup>er</sup> à condition de respecter le nombre d'heures par semaine associé à chaque plage horaire. Au moment du dépôt de la proposition tarifaire, si le GRD souhaite déroger aux horaires définis par défaut au § 1<sup>er</sup>, il doit en formuler la demande explicite à la CWaPE au travers de sa proposition de tarifs périodiques (voir articles 110 Article 111) et conformément aux dispositions de l'article V.19. du RTDE. En cours de période régulatoire, le gestionnaire de réseau peut demander la révision de ses plages horaires, conformément aux dispositions de l'article V.19. du RTDE.

La demande de dérogation peut porter sur une zone géographique spécifique et restreinte du territoire du GRD, comme, par exemple, une zone desservie par une ou plusieurs cabines de transformation, une ou plusieurs communes. Toute demande de dérogation doit être dûment justifiée, techniquement et économiquement, et doit veiller au respect des principes de simplicité et de cohérence des grilles tarifaires.

**§ 3.** 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 des charges d'utilisation du réseau de transport.

**Article 76. § 1<sup>er</sup>.** Pour chaque plage horaire définie à l'article Article 755, le gestionnaire de réseau détermine un tarif proportionnel différent. Les tensions tarifaires<sup>8</sup> entre les différentes plages horaires correspondent aux valeurs reprises dans le tableau ci-dessous<sup>9</sup> :

4 plages horaires	Régime : R3	Régime : R1
Heures du matin	4,0	4,0
Heures solaires	0,0	1,0
Heures du soir	5,0	5,0
Heures de nuit	2,0	2,0

2 plages horaires	Régime : R3	Régime : R1
Heures de Pleines	N/A	4,2
Heures de creuses	N/A	2,0

1 plage horaire	Régime : R3	Régime : R1
Heures complètes	N/A	3,8

Exclusif de nuit	Régime : R3	Régime : R1
Exclusif de nuit	1,5	1,5

Chaque gestionnaire de réseau peut s'écarter de 10%, à la hausse ou à la baisse de chacune de ces valeurs.

**§ 2.** Afin d'inciter les utilisateurs de réseau à consommer au moment où l'énergie renouvelable est abondante et où les réseaux de distribution et de transport ont des capacités disponibles, le tarif associé aux heures solaires qui est applicable aux utilisateurs de réseau basse tension équipés d'un compteur communicant et ayant fait le choix du régime de comptage R3 (pour lesquels le terme capacitaire prévu à l'article 70 § 3, est donc applicable), est égal à zéro (0 €/kWh).

**Article 77. § 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 71, § 2, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 71, § 1<sup>er</sup>, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution.

<sup>8</sup> La tension tarifaire est définie comme le quotient de la division entre deux tarifs. Ainsi, le tarif pour les heures de nuit (tension tarifaire égale à 2) est deux fois plus élevé que le tarif pour les heures solaires (tension tarifaire égale à 1).

<sup>9</sup> Les valeurs reprises dans le tableau correspondent à la tension tarifaire entre le tarif de la plage horaire correspondante et le tarif des « heures solaires » en régime de comptage R1.

**§ 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.

**Article 78.** Le tarif pour les surcharges est exprimé en €/kWh. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 71, § 2, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 71, § 1<sup>er</sup>, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active 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 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.

**Article 79.** § 1<sup>er</sup>. Le tarif pour les soldes régulateurs peut avoir un signe positif ou négatif. Il est exprimé en €/kWh. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 71, § 2, le tarif pour les soldes régulateurs est fonction de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 71, § 1<sup>er</sup>, le tarif pour les soldes régulateurs est fonction de l'énergie active 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'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 51.

**Article 80.** § 1<sup>er</sup>. Le tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive est exprimé en EUR/kVArh et est fonction du volume d'énergie réactive qui dépasse le droit de prélèvement de la quantité forfaitaire d'énergie réactive prévue à l'article IV.20 du Règlement technique de distribution d'électricité.

**§ 2.** Le tarif pour dépassement du forfait d'énergie réactive s'applique uniquement aux niveaux de tension T-MT, MT et T-BT.

## 2.3. Tarifs d'injection

**Article 81.** Les tarifs d'injection sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne

**Article 82.** 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 ( $P_{\text{end}}$ ) est inférieure ou égale à 10 kVA sont exonérées des tarifs d'injection.

**Article 83.** Par dérogation à l'article 82, 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, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation.

**Article 84.** 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 85.** § 1<sup>er</sup>. Les tarifs d'injection comprennent un terme capacitaire et un terme fixe.

§ 2. Le terme capacitaire 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>10</sup>.

Pour la période régulatoire 2024-2028, 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 86.** 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>10</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 87.** 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 télé-relevés 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 télé-relevés 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 télé-relevés 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 télé-relevés dont la consommation annuelle est supérieure à 1 GWh ;
- 5° T5 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau télé-relevés dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 10 GWh ;
- 6° T6 : catégorie tarifaire à laquelle sont affectés les utilisateurs de réseau télé-relevés 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 88.** 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 régulatoires.

**Article 89.** § 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 90.** § 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 91.** 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 92.** § 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 51.

**Article 93.** 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 94.** 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 95.** § 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 96.** § 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.** Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution peut être dégressif en fonction du volume de gaz injecté dans le réseau de distribution.

**Article 97.** 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.

## CHAPITRE 2 - LES TARIFS NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

**Article 98.** 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 99.** 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 100.** 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 autre tarif ;
- 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 101.** La proposition tarifaire déposée à la CWaPE contient les hypothèses, les méthodes de calculs et les calculs sous-jacents à la détermination des tarifs non-périodiques.

**Article 102.** 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 de l'affectation (injection ou prélèvement) du raccordement, 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 103.** Les tarifs non-périodiques de distribution sont établis pour l'année 2024 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 104. § 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 (au sens du Code du développement territorial) ;
- 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 borne de recharge électrique;
- 9° les tarifs pour le raccordement de station CNG.

**§ 3.** En cours de période régulatoire, toute nouvelle demande de tarifs non-périodiques introduite par un GRD est harmonisée et uniformisée avec les autres GRD.

**Article 105. § 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 106. § 1<sup>er</sup>.** Pendant la période régulatoire 2024-2028, 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 2024.

**§ 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 2029 sont détaillées dans un document qui accompagnera les propositions de tarifs non-périodiques applicables à la période régulatoire 2024-2028.

**§ 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.

**Article 107.** 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 ;
- 2° L'activation du port de sortie client ("P1") du compteur communicant;
- 3° 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. l'immeuble à appartements, y compris par subdivision, pour lequel ces renforcements ou ces extensions sont réalisés, est soumis à application d'un forfait pour immeubles à appartements ;
- 4° Les prestations spécifiques (mise en place du système de comptage, gestion des membres,...) aux opérations de partage d'énergie d'une communauté d'énergie ou au sein d'un même bâtiment.

**Article 108.** 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 93.

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

**Article 109.** 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 52 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.

# CHAPITRE 4 - LA PROCÉDURE D'APPROBATION DES TARIFS PÉRIODIQUES ET NON-PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION

## Section 1 : Procédure d'approbation des tarifs en cas d'approbation de la proposition de revenu autorisé endéans le 15 juin 2023

**Article 110. § 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 60 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre 2023, une proposition de tarifs périodiques et de tarifs non-périodiques pour chaque année de la période régulatoire, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques et non-périodiques est transmise à la CWaPE sur support électronique avec accusé de réception ainsi qu'un exemplaire avec porteur. La proposition de tarifs périodiques et non-périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 6 (électricité) et 7 (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.

**§ 2.** Au plus tard le 15 septembre 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 tarifs périodiques et de tarifs non-périodiques est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

**§ 3.** Au plus tard le 1<sup>er</sup> octobre 2023, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

**§ 4.** Au plus tard le 31 octobre 2023, 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 et non-périodiques adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques et non-périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

**§ 5.** Au plus tard le 30 novembre 2023, 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 et non-périodiques éventuellement adaptée.

**§ 6.** En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques et non-périodiques, 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 et non-périodiques, 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.

**§8.** Les tarifs périodiques et non-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 régulatoire.

Projet MT 2024-2028

## Section 2 : Procédure d'approbation des tarifs en cas d'approbation de la proposition révisée de revenu autorisé endéans le 15 octobre 2023

**Article 111.** § 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 60 de la présente méthodologie, le gestionnaire de réseau transmet à la CWaPE, au plus tard le 15 novembre 2023, une proposition de tarifs périodiques et de tarifs non-périodiques pour la période régulatoire, établie de manière à couvrir strictement le revenu autorisé dûment approuvé par la CWaPE. La proposition de tarifs périodiques et 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 périodiques et non-périodiques comprend obligatoirement le modèle de rapport au format Excel (annexes 6 (électricité) et 7 (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.

§ 2. Au plus tard le 30 novembre 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 tarifs périodiques et non-périodiques est formellement complète ou incomplète, sans préjudice des dispositions reprises au § 3 du présent article.

§ 3. Au plus tard le 15 décembre 2023, la CWaPE adresse une liste de questions complémentaires par lettre avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution.

§ 4. Au plus tard le 15 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 tarifs périodiques et non-périodiques adaptée. Les adaptations apportées à la proposition de tarifs périodiques et non-périodiques doivent être clairement et intégralement identifiées et expliquées.

§ 5. Au plus tard le 15 février 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 et non-périodiques éventuellement adaptée.

§ 6. En cas d'approbation par la CWaPE de la proposition de tarifs périodiques et non-périodiques, 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 et non-périodiques, 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 ou non-périodiques seront définies de commun accord entre la CWaPE et le gestionnaire de réseau de distribution.

**Article 112.** Les tarifs périodiques et non-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> mars 2024 et du 1<sup>er</sup> janvier pour les années suivantes de la période régulatoire.

## CHAPITRE 5 – LES TARIFS PROVISOIRES

**Article 113.** § 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 60, §12, de la présente méthodologie ;
- 3° si la CWaPE a pris la décision de refus des propositions des tarifs périodiques conformément à l'article 110 § 5, de la présente méthodologie ;
- 4° la CWaPE a pris la décision de refus des propositions des tarifs non-périodiques conformément à l'article 110, §5 , 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 114.** 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 115.** 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 les utilisateurs concernant l'application concrète des tarifs.

# 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'écarts

**Article 116.** § 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 4 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'écarts 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 ;

§ 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 117.** 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 118.** 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 :

$$SR_{\text{produits } N} = \text{Produits}_{\text{budgétés } N} - \text{Produits}_{\text{réels } N}$$

Avec :

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

- Produits<sub>budgetés N</sub> = produits comptables budgetés issus des tarifs périodiques de distribution de l'année N ;
- Produits<sub>réels N</sub> = 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 119.** À l'exception des cas particuliers repris aux articles 120 à 123, l'écart entre les charges opérationnelles non contrôlables budgetées, 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 raisonnabilité visés à l'article 54, constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

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

Avec :

- SRC<sub>non contrôlables N</sub> = le solde régulateur relatif aux charges opérationnelles non contrôlables de l'année N ;
- C<sub>non contrôlables budgetées N</sub> = les charges opérationnelles non contrôlables budgetées de l'année N ;
- C<sub>non contrôlables réelles N</sub> = 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 120.** § 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 :

$$Prix\ maximum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times a) + b€/MWh] \times (1 + 0.2)$$

$$Prix\ minimum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times c) + d€/MWh] \times (1 - 0.2)$$

Avec :

- Moyenne Cal Power BE Endex = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison telles que publiées sur le site <http://data.theice.com>
- Les valeurs des paramètres a, b, c et d sont reprises dans l'annexe 10 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 :

1.  $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N})$  = charge budgétée d'achat des pertes ;
2.  $(VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{maximum})$  = 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 :

1.  $(VolumeP_{budgété\ N} \times PrixP_{budgété\ N})$  = charge budgétée d'achat des pertes ;
2.  $(VolumeP_{réel\ N} \times PrixP_{minimum})$  = 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 121.** § 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 :

$$Prix\ maximum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times e) + f\text{€/MWh}] \times (1 + 0.2)$$

$$Prix\ minimum = [(Moyenne\ Cal\ Power\ BE\ Endex \times g) + h\text{€/MWh}] \times (1 - 0.2)$$

Avec :

- *Moyenne Cal Power BE Endex* = moyenne des cotations journalières Power BE Endex (Cal) observées au cours des deux années précédant l'année de livraison telles que publiées sur le site <http://data.theice.com>
- Les valeurs des paramètres e, f, g et h sont reprises dans l'annexe 10 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 :

- $SR_{achat\ électricité\ clientèle\ N}$  = solde régulateur relatif à l'achat d'électricité destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $VolumeC_{budgété\ N}$  = volume d'électricité prévisionnel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixC_{budgété\ N}$  = 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 ;
- $VolumeC_{réel\ N}$  = volume d'électricité réel, exprimé en MWh, destiné à l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de l'année N ;
- $PrixC_{réel\ N}$  = 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 122.** § 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 :

$$Prix\ maximum = [moyenne\ TTF101 + i€/MWh] \times (1 + 0.2)$$

$$Prix\ minimum = [moyenne\ TTF101 + j€/MWh] \times (1 - 0.2)$$

Avec :

- $TTF101$  = moyenne arithmétique mensuelle "settlement price" de la cotation "Dutch TTF Gas Base Load Futures" (jours ouvrables excepté le dernier du mois) sur theice.com pour le mois qui précède le mois de fourniture. La valeur utilisée pour le calcul du couloir de prix est la moyenne des 12 valeurs  $TTF101$  pour l'année de fourniture ;
- 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 :

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

Fixons :

1.  $(VolumeG_{budgété N} \times PrixG_{budgété N})$  = charge budgétée d'achat de gaz ;
2.  $(VolumeG_{réel N} \times PrixG_{minimum})$  = 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 123.** § 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 la CWaPE 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 :

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

Avec :

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

1.  $(Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété})$  = charge budgétée d'achat de CV ;
2.  $(Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{maximum})$  = 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 :

2.  $(Nombre\ CV_{budgété} \times Prix\ CV_{budgété})$  = charge budgétée d'achat de CV ;
3.  $(Nombre\ CV_{réel} \times Prix\ CV_{minimum})$  = 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 124.** 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 raisonabilité visés à l'article 54, constitue un solde régulateur. Il se calcule selon la formule suivante :

$$SRP_{non\ contr\o\lab\les\ N} = (P_{non\ contr\o\lab\les\ budg\et\es\ N} - P_{non\ contr\o\lab\les\ r\e\els\ N})$$

Avec :

- $SRP_{non\ contr\o\lab\les\ N}$  = le solde r\eg\ulatoire relatif aux produits op\er\ationnels non contr\o\lab\les de l'ann\ee N ;
- $P_{non\ contr\o\lab\les\ budg\et\es\ N}$  = les produits op\er\ationnels non contr\o\lab\les budg\et\es de l'ann\ee N ;
- $P_{non\ contr\o\lab\les\ r\e\els\ N}$  = les produits op\er\ationnels non contr\o\lab\les r\e\els de l'ann\ee N.

Ce solde r\eg\ulatoire constitue soit une dette tarifaire (passif r\eg\ulatoire) \`a l'\eg\ard des clients dans leur ensemble (si budget inf\erieur \`a r\e\alit\e), soit une cr\ea\nc\ee tarifaire (actif r\eg\ulatoire) \`a l'\eg\ard des clients dans leur ensemble (si budget sup\erieur \`a r\e\alit\e).

#### 1.4. L'\`e\cart relatif aux charges nettes op\er\ationnelles contr\o\lab\les

**Article 125.** L'\`e\cart entre les charges nettes op\er\ationnelles contr\o\lab\les budg\et\ees, reprises dans le revenu autoris\e approuv\e du gestionnaire de r\eseau, et les charges nettes op\er\ationnelles contr\o\lab\les r\e\elles support\ees par le gestionnaire de r\eseau au cours de l'ann\ee N constitue un « *bonus* » (si le budget est sup\erieur \`a r\e\alit\e) ou un « *malus* » (si le budget est inf\erieur \`a r\e\alit\e) et fait partie du r\esultat comptable du gestionnaire de r\eseau. Le GRD dispose toutefois de la possibilit\e de restituer totalement ou partiellement le bonus aux utilisateurs de r\eseau, en le convertissant en solde r\eg\ulatoire ( $SR_{bonus\ restitu\e}$ ).

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

**Article 126. § 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 15 ;
- $MBE_{\text{réelle N}}$  = marge bénéficiaire équitable réelle du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N, calculée conformément à la formule reprise à l'article 16.

**§ 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 127. § 1.** La valeur maximale (en cas de majoration)/minimale (en cas de minoration) du terme « qualité » pour chaque GRD et pour chaque année est reprise dans le tableau ci-dessous :

Valeur absolue maximale / minimale du terme « qualité »					
	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG	5 700 €	5 700 €	5 700 €	11 100 €	24 200 €
AIESH	7 800 €	7 800 €	7 800 €	15 300 €	32 900 €
ORES Elec	352 200 €	352 200 €	352 200 €	685 800 €	1 483 000 €
RESA Elec	106 400 €	106 400 €	106 400 €	207 200 €	448 100 €
REW	6 600 €	6 600 €	6 600 €	12 900 €	27 900 €
ORES Gaz	109 100 €	109 100 €	109 100 €	109 100 €	513 400 €
RESA Gaz	44 800 €	44 800 €	44 800 €	44 800 €	210 800 €

**§ 2.** 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 34 :

Indicateur		2024	2025	2026	2027	2028	Electricité		Gaz	
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	x	x	x	x	x	30%	25%	0%	0%
	SAIFI « propre GRD »				x	x		25%		0%
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				x	x		25%		0%
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8				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)					x	25%	100%	45%	100%
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge					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%
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	x	x	x	x	x	10%	100%	10%	100%
Pertes	Taux de perte					x	10%	100%	0%	0%

**§ 3.** Sur la base de la valeur maximale/minimale du terme « qualité » fixée au § 1<sup>er</sup> et de la pondération fixée au § 2 du présent article, le tableau suivant reprend, pour chaque GRD, la valeur de chaque indicateur de qualité par an, arrondi à la centaine :

Projet MT 2024-2028

## 1.6.1. Électricité

AIEG		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	1.800 €	1.800 €	1.800 €	1.800 €	1.800 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	1.800 €	1.800 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	1.800 €	1.800 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	1.800 €	1.800 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	6.100 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	4.600 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	1.500 €	1.500 €	1.500 €	1.500 €	1.500 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	2.400 €	2.400 €	2.400 €	2.400 €	2.400 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	2.400 €
<b>Total par année</b>		<b>5.700 €</b>	<b>5.700 €</b>	<b>5.700 €</b>	<b>11.100 €</b>	<b>24.200 €</b>
AIESH		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	2.500 €	2.500 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	2.500 €	2.500 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	2.500 €	2.500 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	8.200 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	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	3.300 €	3.300 €	3.300 €	3.300 €	3.300 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	3.300 €
<b>Total par année</b>		<b>7.800 €</b>	<b>7.800 €</b>	<b>7.800 €</b>	<b>15.300 €</b>	<b>32.900 €</b>
ORES Elec		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	111.200 €	111.200 €	111.200 €	111.200 €	111.200 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	111.200 €	111.200 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	111.200 €	111.200 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	111.200 €	111.200 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	370.800 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	278.100 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	92.700 €	92.700 €	92.700 €	92.700 €	92.700 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	148.300 €	148.300 €	148.300 €	148.300 €	148.300 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	148.300 €
<b>Total par année</b>		<b>352.200 €</b>	<b>352.200 €</b>	<b>352.200 €</b>	<b>685.800 €</b>	<b>1.483.000 €</b>
RESA ELEC		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	33.600 €	33.600 €	33.600 €	33.600 €	33.600 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	33.600 €	33.600 €
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total)	- €	- €	- €	- €	112.100 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	84.000 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	44.800 €	44.800 €	44.800 €	44.800 €	44.800 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	44.800 €
<b>Total par année</b>		<b>106.400 €</b>	<b>106.400 €</b>	<b>106.400 €</b>	<b>207.200 €</b>	<b>448.100 €</b>
REW		2024	2025	2026	2027	2028
Fiabilité	SAIDI « propre GRD »	2.100 €	2.100 €	2.100 €	2.100 €	2.100 €
	SAIFI « propre GRD »	- €	- €	- €	2.100 €	2.100 €
	SAIDI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	2.100 €	2.100 €
	SAIFI « totale URD » hors catégories 7.b et 8	- €	- €	- €	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)	- €	- €	- €	- €	7.000 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	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 €
<b>Total par année</b>		<b>6.600 €</b>	<b>6.600 €</b>	<b>6.600 €</b>	<b>12.900 €</b>	<b>27.900 €</b>

## 1.6.2. Gaz

ORES Gaz		2024	2025	2026	2027	2028
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)	- €	- €	- €	- €	231.000 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	173.300 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	57.800 €	57.800 €	57.800 €	57.800 €	57.800 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	51.300 €	51.300 €	51.300 €	51.300 €	51.300 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	- €
<b>Total par année</b>		<b>109.100 €</b>	<b>109.100 €</b>	<b>109.100 €</b>	<b>109.100 €</b>	<b>513.400 €</b>
RESA Gaz		2024	2025	2026	2027	2028
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)	- €	- €	- €	- €	94.900 €
Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	- €	- €	- €	- €	71.100 €
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	23.700 €	23.700 €	23.700 €	23.700 €	23.700 €
Production décentralisée	Production décentralisée	- €	- €	- €	- €	- €
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	21.100 €	21.100 €	21.100 €	21.100 €	21.100 €
Pertes	Taux de perte	- €	- €	- €	- €	- €
<b>Total par année</b>		<b>44.800 €</b>	<b>44.800 €</b>	<b>44.800 €</b>	<b>44.800 €</b>	<b>210.800 €</b>

**Article 128.** Pour chaque indicateur de qualité, si le GRD atteint son objectif fixé aux articles 35 à 37, il bénéficie d'une majoration du revenu autorisé d'un montant correspondant à celui fixé à l'article 127. A l'inverse, si le GRD n'atteint pas son objectif par indicateur, le montant fixé à l'article 127 est déduit du revenu autorisé.

**Article 129. § 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 130. § 1<sup>er</sup>.** Les performances individuelles de chaque gestionnaire de réseau relatives aux indicateurs de qualité visés à l'article 32, § 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 des indicateurs harmonisés, c'est-à-dire basés sur des données harmonisées et 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 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 131.** 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.

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

### 2.1. Détermination du solde régulateur total annuel

**Article 132.** Pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulateur annuel total de distribution électricité est déterminé selon la formule suivante :

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

**Article 133.** Pour chaque année de la période régulatoire, le solde régulateur annuel de distribution gaz est déterminé selon la formule suivante :

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

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

**Article 134.** 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 135. § 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 136. § 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 lettre avec accusé de réception, ainsi que 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.

**§ 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 20 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.

**§ 10.** 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 137.** 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*.

Projet MT 2024-2028

# TITRE V. LA FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

## CHAPITRE 1 - LES CHARGES ET TARIFS DE REFACTURATION DES CHARGES D'UTILISATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

### Section 1 : Les charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité

**Article 138.** Les charges nettes d'utilisation du réseau de transport 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 139.** Les charges nettes d'utilisation du réseau de transport sont calculées sur une base annuelle, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.

### Section 2 : Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport d'électricité

#### 2.1. Péréquation tarifaire

**Article 140.** § 1<sup>er</sup>. Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport sont péréqués pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution raccordés directement à un réseau de transport géré par le même gestionnaire de réseau de transport ou gestionnaire de réseau de transport local.

Par dérogation à l'alinéa précédent, les tarifs pour la refacturation des coûts des obligations de service public et des surcharges relatives aux tarifs de transport, sont péréqués sur l'ensemble de la Région wallonne.

§ 2. Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de 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 141. § 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 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 des charges d'utilisation du réseau de transport.

## 2.2. Grille tarifaire

**Article 142.** Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport 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 143.** La grille tarifaire relative à la refacturation des charges d'utilisation du réseau de 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 144.** Les points de prélèvement pour lesquels une consommation forfaitaire est déterminée conformément à l'article V.3 du RTDE sont assimilés à un comptage bi-horaire sans mesure de pointe pour l'application des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport.

## 2.3. Tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

**Article 145.** Les tarifs pour refacturation des charges d'utilisation du réseau de 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.

**Article 146.** 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 147. § 1<sup>er</sup>.** Le terme capacitaire visé à l'article 146 est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe est mesurée ou calculée.

Pour les utilisateurs du réseau basse tension, le terme capacitaire s'applique différemment selon que le raccordement est strictement supérieur à 56 kVA, ou inférieur ou égal à 56 kVA.

**§ 2.** Le terme capacitaire applicable aux utilisateurs de réseau raccordés aux niveaux de tension BT lorsque le raccordement a une puissance strictement supérieure à 56 kVA, T-BT, MT ou T-MT a deux composantes :

- i. Le tarif pour la pointe historique, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la plus haute des pointes de puissance à facturer des onze derniers mois précédant le mois de facturation. En cas de données partielles pour les 11 derniers mois, la pointe historique sera calculée sur la base des seules données disponibles sur cette période. En cas d'absence complète de données, la pointe historique sera calculée sur celle du mois de facturation. Le tarif pour la pointe historique représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.
- ii. Le tarif pour la pointe du mois, exprimé en €/kW/mois, qui est applicable à la pointe de puissance à facturer du mois de facturation. Le tarif pour la pointe du mois représente 50% des recettes budgétées issues du terme capacitaire.

La pointe de puissance à facturer est égale :

- a. à la puissance maximale mesurée pendant le mois pour les utilisateurs ayant une courbe de charge calculée ;
- b. à la moyenne des 10 plus hautes pointes de puissances mesurées pendant le mois pour les utilisateurs ayant une courbe de charge mesurée.

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

**§ 3.** Le terme capacitaire applicable aux utilisateurs du réseau basse tension (BT) dont le raccordement est inférieur ou égal à 56 kVA s'applique uniquement aux utilisateurs disposant d'un compteur communicant qui ont demandé le régime de comptage R3.

Chaque quart d'heure, une puissance moyenne de prélèvement est calculée sur la base des données de consommation quart-horaire. Le tarif capacitaire s'applique à chacune des pointes de prélèvement réalisées au cours des quarts d'heure de la période tarifaire de pointe.

La période tarifaire de pointe est définie comme la période allant du 1er novembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, de 17h à 22h, y inclus le week-end et les jours fériés.

Le terme capacitaire applicable aux raccordements inférieur ou égaux à 56 kVA est constitué de deux composantes :

- i) Le tarif de base, exprimé en €/kW, est applicable aux 10 premiers kW de puissance appelés sur le réseau basse tension. Ce tarif est fixé à 0 €/kW.
- ii) Le tarif de puissance supplémentaire, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance appelée au-delà des 10 premiers kW. Il est déterminé par chaque gestionnaire de réseau et doit être compris entre 0,25 €/kW et 0,5 €/kW.

**§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.

**Article 148.** **§1<sup>er</sup>** Le terme proportionnel visé à l'article 146 est exprimé en €/kWh et varie en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau. Sans préjudice du système de plafonnement prévu à l'article 71 § 2, le terme proportionnel est fonction de l'énergie active 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 71, § 1, le terme proportionnel est fonction de l'énergie active nette prélevée par l'utilisateur sur le réseau de distribution et de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée.

**§2.** 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 147 §2.

**§3.** Pour le niveau de tension BT, le terme proportionnel varie en fonction de l'application du terme capacitaire visé à l'article 147:

- 1° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article 147 §2, s'applique et dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA, le terme proportionnel est constitué 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.
- 2° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article 147 §3, s'applique et dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. Pour ces utilisateurs de réseau (qui disposent d'un compteur communicant et ont fait le choix de régime de comptage R3), l'option 4 plages horaires visée à l'article 75 est appliquée.
- 3° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article 147, ne s'applique pas, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. En fonction du type de compteur dont ils disposent, ces utilisateurs de réseau peuvent choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon 4 plages horaires, 2 plages horaires ou 1 plage horaire :

- 4 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur disposant au minimum de 4 registres de comptage.
- 2 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur disposant au minimum de 2 registres de comptage.
- 1 plage horaire : ce choix est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension quel que soit leur type de compteur.

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

**Article 149. § 1<sup>er</sup>.** Le choix du régime de comptage (R1 ou R3) réalisé par l'utilisateur du réseau de distribution basse tension équipé d'un communicant (raccordement inférieur ou égal à 56 kVA) est applicable aux tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution d'électricité conformément à l'article 74 ainsi qu'au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau de transport.

**§ 2.** Le choix du nombre de plages horaires pour la facturation du terme proportionnel réalisé pour le tarif de prélèvement sur le réseau de distribution d'électricité, conformément à l'article 73 est applicable au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau.

**Article 150.** Les plages horaires applicables au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau sont identiques aux plages horaires applicables aux tarifs pour le prélèvement d'électricité du gestionnaire de réseau, en ce compris pour les dérogations approuvées par la CWaPE. Les heures associées à chaque plage horaire sont définies à l'article 75.

**Article 151. § 1<sup>er</sup>.** Pour chaque plage horaire, le gestionnaire de réseau détermine un tarif proportionnel différent. Les tensions tarifaires<sup>11</sup> entre les différentes plages horaires correspondent aux valeurs reprises dans le tableau ci-dessous<sup>12</sup> :

---

<sup>11</sup> La tension tarifaire est définie comme le quotient de la division entre deux tarifs. Ainsi, le tarif pour les heures de nuit (tension tarifaire égale à 2) est deux fois plus élevé que le tarif pour les heures solaires (tension tarifaire égale à 1).

<sup>12</sup> Les valeurs reprises dans le tableau correspondent à la tension tarifaire entre le tarif de la plage horaire correspondante et le tarif des « heures solaires » en régime de comptage R1.

4 plages horaires	Régime : R3	Régime : R1
Heures du matin	4,0	4,0
Heures solaires	0,0	1,0
Heures du soir	5,0	5,0
Heures de nuit	2,0	2,0

2 plages horaires	Régime : R3	Régime : R1
Heures de Pleines	N/A	4,2
Heures de creuses	N/A	2,0

1 plage horaire	Régime : R3	Régime : R1
Heures complètes	N/A	3,8

Exclusif de nuit	Régime : R3	Régime : R1
Exclusif de nuit	1,5	1,5

Chaque gestionnaire de réseau peut s'écarter de 10% à la hausse ou à la baisse de chacune de ces valeurs.

**§ 2.** Afin d'inciter les utilisateurs de réseau à consommer au moment où l'énergie renouvelable est abondante et où les réseaux de distribution et de transport ont des capacités disponibles, le tarif associé aux heures solaires qui est applicable aux utilisateurs de réseau basse tension équipés d'un compteur communicant et ayant fait le choix du régime de comptage de comptage R3 (pour lesquels le terme capacitaire prévu à l'article 147, § 3, 2° est donc applicable), est égal à zéro (0 €/kWh).

**Article 152. § 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 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 71 §2, les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges sont fonction de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 71, §1, le tarif pour les obligations de service public et les surcharges est fonction de l'énergie active 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.

**Article 153. § 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 71, §2, le tarif pour les soldes régulateurs de transport est fonction de l'énergie active brute prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Pour le *prosumer* visé à l'article 71, §1, le tarif pour les soldes régulateurs est fonction de l'énergie active 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.

Projet MT 2024-2028

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

**Article 154.** § 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 des charges d'utilisation du réseau de transport pour l'année N de la période réglementaire. 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 des charges d'utilisation du réseau de 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 des charges d'utilisation du réseau de transport de l'année N.

§ 3. En cas de refus par la CWaPE de la proposition de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de 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.

**Article 155.** Les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de 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 réglementaire pour une durée de 12 mois.

**Article 156.** À la demande des gestionnaires de réseau ou de la CWaPE, les tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de 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 157.** § 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 :

$$SR_{\text{global transport}} = (\text{Charges}_{\text{globales réelles}} - \text{Recettes}_{\text{globales réelles}})$$

avec :

- $SR_{\text{global transport}}$  = le solde régulateur global relatif au transport ;
- $\text{Charges}_{\text{globales réelles}}$  = les charges réelles globales relatives au transport ;
- $\text{Recettes}_{\text{globales réelles}}$  = 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 158.** 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 153 de la présente méthodologie.

## Section 2 : Le calcul des écarts individuels

**Article 159.** 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 160.** 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.

Projet MT 2024-2028

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

**Article 161.** § 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 régulateurs 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 régulateurs 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 régulateurs 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.

**Article 162.** Le tarif pour les soldes régulateurs de transport approuvé sur la base de la procédure décrite à l'article 161 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 163.** § 1<sup>er</sup>. 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.

§ 2. Les règles régulatrices visées par la présente méthodologie sont d'application pour toute la période régulatoire. Toute modification de ces dispositions ne pourra être prise par la CWaPE qu'après concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

**Article 164.** § 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 165.** § 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 166.** 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 167.** § 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, § 2*bis*, 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 168.** 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 169.** 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 170.** 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 171.** § 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 bilantaires 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 172.** § 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 173.** § 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 174.** § 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 175.** 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 du projet de méthodologie tarifaire
- **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 et non-périodiques – Électricité
- **Annexe 7** : Modèle de rapport (*ex ante*) et liste des annexes relatifs aux tarifs périodiques et non-périodiques – Gaz
- **Annexe 8** : Modèles de grilles pour les tarifs périodiques de distribution d'électricité
- **Annexe 9** : Modèles de grilles pour les tarifs périodiques de distribution de gaz
- **Annexe 10** : Modèles de grilles pour les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport d'électricité
- **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