



CWaPE
Commission
Wallonne
pour l'Energie

Date du document : 23/04/2020

LIGNES DIRECTRICES

CD-20d23-CWaPE-0029

LIGNES DIRECTRICES 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

DOCUMENT SOUMIS À CONSULTATION DU 28/04/2020 AU 30/06/2020

Rendues en application de l'article 35, §1^{er} de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023, de l'article 43bis, §2 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, et de l'article 36 bis du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz

Table des matières

1.	INTRODUCTION	3
2.	CADRE LÉGAL	3
2.1.	<i>Européen</i>	3
2.1.1.	Electricité.....	3
2.1.2.	Gaz.....	5
2.2.	<i>Région wallonne</i>	5
3.	IDENTIFICATION ET DÉFINITION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE À ANALYSER.....	6
3.1.	<i>Nécessité d'une régulation incitative relative à la qualité des services</i>	6
3.2.	<i>Mise en place d'indicateurs de performance</i>	7
3.3.	<i>Les indicateurs de performance retenus pour analyse</i>	9
3.3.1.	Indicateurs relatifs à la fiabilité et à la disponibilité des réseaux d'électricité	12
3.3.2.	Les indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études (électricité et gaz).....	14
3.3.3.	Les indicateurs relatifs aux données de comptage (électricité et gaz)	18
3.3.4.	Les indicateurs de performance relatifs à l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux (électricité).....	21
3.3.5.	Les indicateurs de performance relatifs à la satisfaction des clients finals (qualité commerciale) (électricité et gaz)	22
3.3.6.	Les indicateurs de performance relatifs à la gestion des pertes en réseau (électricité)	27

Index tableaux

Tableau 1	Liste des régions et pays pris en compte dans l'analyse des indicateurs	7
Tableau 2	Vue d'ensemble des indicateurs retenus et rapports utilisés	9
Tableau 3	Détail des interruptions non planifiées en fonction des causes.....	13
Tableau 4	Détail des délais d'études, offres et raccordement pour l'électricité	15
Tableau 5	Business requirements metering – PI categories	20
Tableau 6	Modèle de reporting indemnités	27

1. INTRODUCTION

Les présentes lignes directrices s'adressent spécifiquement aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité actifs en Région wallonne. Elles précisent la manière dont la CWaPE entend mettre en œuvre certaines dispositions de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2019-2023.

Sur base d'une analyse des modèles réglementaires incitatifs en Europe, ces lignes directrices ont été rédigées pour préciser et définir les indicateurs de performance que la CWaPE souhaite analyser dans le cadre des mesures annuelles du niveau de performance du gestionnaire de réseau de distribution.

Une première version provisoire du document a été présentée aux gestionnaires de réseau de distribution lors d'une réunion qui s'est tenue le 10 septembre 2019. Le projet de lignes directrices a été transmis par courriel aux gestionnaires de réseau de distribution en date du 16 septembre 2019. Ces derniers ont réagi et ont fait parvenir, en date des 30 et 31 octobre 2019, à la CWaPE une série de commentaires et de demandes d'amendements au projet de lignes directrices.

Sur base de ces commentaires et des discussions internes à la CWaPE, les lignes directrices référencées CD-19110-CWaPE-0025 ont été jugées trop détaillées et portant confusion sur les indicateurs retenus et les étapes du processus.

Par conséquent, les présentes lignes directrices simplifiées annulent et remplacent les lignes directrices approuvées par le Comité de Direction de la CWaPE en date du 10 septembre 2019.

2. CADRE LÉGAL

2.1. Européen

2.1.1. Electricité

L'article 18, paragraphe 8 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité stipule : *« Les méthodes de tarification de la distribution prévoient des mesures pour inciter les gestionnaires de réseau de distribution à l'exploitation et au développement les plus rentables de leurs réseaux, notamment au moyen de la passation de marchés de services. A cette fin, les autorités de régulation reconnaissent les coûts correspondants comme admissibles, les incluent dans les tarifs de distribution et elles peuvent introduire des objectifs de performance afin d'inciter les gestionnaires de réseaux de distribution à augmenter l'efficacité de leurs réseaux, y compris au moyen de l'efficacité énergétique, de la flexibilité, du déploiement de réseaux électriques intelligents et de la mise en place de systèmes intelligents de mesure. »*

L'article 27.1. de la directive (UE) 2019/944 CE précise que *« Les États Membres veillent à ce que tous les clients résidentiels, et, lorsqu'ils le jugent approprié, les petites entreprises bénéficient d'un service universel, à savoir le droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité définie, et ce à des prix compétitifs, aisément et clairement comparables, transparents et non discriminatoires. Pour assurer la fourniture d'un service universel, les États membres peuvent désigner un fournisseur de dernier recours. Les États membres imposent aux gestionnaires de réseau de distribution l'obligation de raccorder les clients à leur réseau aux conditions et tarifs fixés conformément à la procédure définie à l'article 59, paragraphe 7. »*

L'article 58 de la directive (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité indique également que : « Aux fins des tâches de régulation définies dans la présente directive, l'autorité de régulation prend toutes les mesures raisonnables pour atteindre les objectifs suivants dans le cadre de ses missions et compétences définies à l'article 59, en étroite concertation, le cas échéant, avec les autres autorités nationales concernées, y compris les autorités de concurrence ainsi que les autorités, y compris les autorités de régulation, d'États membre voisins et, le cas échéant, de pays tiers voisins, et sans préjudice de leurs compétences :

(...)

d) contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution, et faciliter leur exploitation en relation avec d'autres réseaux énergétiques de gaz ou de chaleur ;

(...)

f) faire en sorte que les gestionnaires de réseau et les utilisateurs du réseau reçoivent des incitations suffisantes, tant à court terme qu'à long terme, pour améliorer les performances des réseaux, en particulier sur le plan de l'efficacité énergétique, et favoriser l'intégration du marché ; »

L'article 59 de la directive (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité indique également que :

« 1. L'autorité de régulation est investie des missions suivantes :

(...)

l) contrôler et évaluer la performance des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution en ce qui concerne le développement d'un réseau intelligent qui promeut l'efficacité énergétique et l'intégration de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, sur la base d'un ensemble limité d'indicateurs, et publier un rapport national tous les deux ans, comprenant des recommandations ;

m) définir ou approuver des normes et exigences en matière de qualité de service et de qualité de fourniture, ou y contribuer en collaboration avec d'autres autorités compétentes, et veiller au respect des règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et évaluer leurs performances passées ;

(...)

q) surveiller le temps pris par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations ;

7. : Sauf dans les cas où l'ACER est compétente pour définir et approuver les conditions ou méthode pour la mise en œuvre des codes de réseaux et des lignes directrices adoptés au titre du chapitre VII du règlement (UE) 2019/943 en vue de l'article 5, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/942 en raison de leur nature coordonnée, les autorités de régulation sont chargées de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes nationales utilisées pour calculer ou établir :

- a) Les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes de calcul, ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux ;
- b) Les conditions de la prestation de services auxiliaires, qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation ; de tels services auxiliaires sont fournis de manière équitable et non discriminatoire et sont fondés sur des critères objectifs ; et
- c) Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion. »

2.1.2. Gaz

L'article 40 de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel indiquent que : « Aux fins des tâches de régulation définies dans la présente directive, l'autorité de régulation prend toutes les mesures raisonnables pour atteindre les objectifs suivants dans le cadre de ses missions et compétences définies à l'article 41, en étroite concertation, le cas échéant, avec les autres autorités nationales concernées, y compris les autorités de concurrence, et sans préjudice de leurs compétences :

(...)

d) contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production de gaz, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution ;

f) faire en sorte que les gestionnaires de réseau et les utilisateurs du réseau reçoivent des incitations suffisantes, tant à court terme qu'à long terme, pour améliorer les performances des réseaux et favoriser l'intégration du marché »

Finalement, l'article 41 de la même directive indique :

« 6. Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir :

- a) Les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes et les conditions et tarifs d'accès aux installations de GNL. Ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux et des installations de GNL ;
- b) Les conditions de la prestation de services d'équilibrage, qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation. Les services d'équilibrage sont équitables et non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs ; et
- c) L'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

(...)

8. Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes et des services d'équilibrage, les autorités de régulation prévoient des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes. »

2.2. Région wallonne

L'article 4, §2, 2°, 19° et 20° du **décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité** précise que « la méthodologie tarifaire peut inciter les gestionnaires de réseau de distribution à rencontrer les objectifs de performance ».

L'article 43bis, §2 du décret 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ainsi que l'article 36 bis du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz portent que : « § 2. La CWaPE exerce sa mission de surveillance et de contrôle, soit d'initiative, soit à la demande du ministre, ou du Gouvernement, soit à la demande de tiers dans les cas spécialement

prévus par le présent décret, soit sur injonction du Parlement wallon. Pour l'accomplissement de cette mission et dans les conditions prévues par le présent décret, la CWaPE arrête des règlements, notamment les règlements techniques visés à l'article 13, et des lignes directrices, prend des décisions et injonctions, et émet des recommandations et des avis. (...) Les lignes directrices donnent, de manière générale, des indications sur la manière dont la CWaPE entend exercer, sur des points précis, ses missions de surveillance et de contrôle. Elles ne sont obligatoires ni pour les tiers, ni pour la CWaPE, qui peut s'en écarter moyennant une motivation adéquate. Elles sont publiées sur le site Internet de la CWaPE dans les dix jours ouvrables de leur adoption. (...) ».

Par ailleurs, les articles 53, §2 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (« *La CWaPE peut infliger une amende administrative à un gestionnaire de réseau ou à un fournisseur qui néglige de manière systématique et caractérisée les indicateurs et les objectifs de performance fixés en vertu pour l'électricité : des articles 13, 12°, 34, 2°, d) et 34bis, 2°, c). Le Gouvernement fixe, après avis de la CWaPE, les seuils minima de performance et la méthodologie applicable à cet égard.* ») et 48, §2 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz (« *La CWaPE peut infliger une amende administrative à un gestionnaire de réseau ou à un fournisseur qui néglige de manière systématique et caractérisée les objectifs de performance fixés en vertu des articles 14, 10°, 32, §1^{er}, 2°, d) et 33, §1^{er}, 2°, c). Le Gouvernement fixe, après avis de la CWaPE, les seuils minima de performance et la méthodologie applicable à cet égard.* ») autorisent la CWaPE si un acteur néglige ses objectifs de performance, de manière systématique, à appliquer à cet acteur une amende administrative.

Enfin, l'article 35, §1^{er} de la **méthodologie tarifaire** applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 indique : « *Le niveau de performance de chaque gestionnaire de réseau de distribution est mesuré annuellement par la CWaPE sur la base d'indicateurs de performance préalablement définis, après concertation avec les gestionnaires de réseau, au travers de lignes directrices établies durant la période régulatoire 2019-2023.* »

C'est dans ce cadre légal que la CWaPE entend, au travers de modèles de rapports prédéfinis, obtenir des données chiffrées de chaque gestionnaire de réseau de distribution sur les indicateurs de performance dont la définition est harmonisée pour l'ensemble de ceux-ci.

3. IDENTIFICATION ET DÉFINITION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE À ANALYSER

3.1. Nécessité d'une régulation incitative relative à la qualité des services

Le mécanisme de plafonnement de revenu (« revenue cap ») comporte le risque de mener à long terme à un niveau moindre du service offert au client utilisant le réseau de distribution. La CWaPE considère l'introduction d'indicateurs de performance comme une réponse appropriée pour appréhender ce risque.

Par ailleurs les gestionnaires de réseau de distribution devront faire face dans le futur à des défis majeurs relatifs à la décarbonation du système énergétique, au développement des sources d'énergie renouvelable, à la décentralisation de la production, à la flexibilité du réseau et à l'intégration de technologies novatrices dans les systèmes électriques et gaziers. Par conséquent, la volonté de la CWaPE est d'évoluer à moyen/long terme vers une régulation de type « output-based » qui aura pour objectif d'encourager les gestionnaires de réseau de distribution à jouer pleinement leur rôle dans la création d'un secteur de l'énergie durable et à fournir des services/réseaux rentables à long terme

pour les consommateurs actuels et futurs. La CWaPE considère que l'introduction d'indicateurs de performance constitue une étape de transition permettant de placer les parties prenantes au cœur des processus décisionnels des gestionnaires de réseau de distribution.

3.2. Mise en place d'indicateurs de performance

La CWaPE souhaite monitorer au travers des indicateurs de performance des aspects critiques **du point de vue des utilisateurs finals (valeur ajoutée)**. La valeur ajoutée sera appréhendée du point de vue de toutes les parties prenantes ayant un lien (in)direct avec les gestionnaires de réseau de distribution, à savoir :

- Clients finals (dont les ménages, professionnels, PME et industriels), avec une priorité donnée à l'intérêt général plutôt qu'à la somme des intérêts particuliers ;
- Producteurs ;
- Fournisseurs ;
- Responsable d'équilibre (ARP) et intermédiaires ;
- Gestionnaire du réseau de transport électricité et gaz ; et
- Agrégateurs et fournisseurs de service de flexibilité.

Par ailleurs, dès l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2019-2023, il a été prévu qu'au cours de la période 2019-2023 la CWaPE allait définir, en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution, les indicateurs qui détermineront, lors de la prochaine période régulatoire, le niveau de performance de ceux-ci. Conformément à **l'article 35, §3 de cette méthodologie tarifaire**, les indicateurs de performance à analyser auront trait, à tout le moins :

- A la fiabilité des réseaux ;
- A la disponibilité des réseaux ;
- Aux délais de raccordement ;
- Aux données de comptage ;
- A l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux ; et,
- A la satisfaction des clients finals.

Notons également que lors de la rédaction de ces lignes directrices, la CWaPE a réalisé une **analyse d'une part des méthodes régulatoire des régions bruxelloise et flamande, et, d'autre part des modèles régulatoires des pays limitrophes**.

TABEAU 1 LISTE DES RÉGIONS ET PAYS PRIS EN COMPTE DANS L'ANALYSE DES INDICATEURS

Pays/région	Fluide	Régulateur	Période régulatoire
Bruxelles	Electricité et Gaz	Brugel	2020 – 2024
Flandres	Electricité et Gaz	VREG	2017-2020
France	Electricité	CRE	08/2017 – 07/2021
	Gaz		07/2016 – 07/2020
Luxembourg	Electricité et Gaz	ILR	2017-2020
Suisse		Commission fédérale de l'électricité (ElCom)	Début en 2015 (test), institutionnalisation été 2016
Allemagne		BNetz	01/2019 (5 ans)
Angleterre	Electricité (RIIO-ED1)	Ofgem	01/04/2015-31/03/2023
	Gaz (RIIO-GD1)		01/04/2013-31/03/2021

La CWaPE s'est également fortement inspirée des rapports et **des benchmarks du conseil des régulateurs européens (CEER)** suivants :

- 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply – 2008;
- 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply – 2016;
- Energy Quality of Supply Work Stream (EQS WS) – CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply – Data update 2015/2016 – Ref: C18-EQS-86-03 – 26 July 2018;
- Advice on the Quality of Electricity and Gas Distribution Services – Focusing on Connection, Disconnection and Maintenance – Ref: C14-RMF-62-04 – 16 September 2014;
- Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring for Regulatory Purposes – Ref: C12-EQS-51-03 – 3 December 2012;
- Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Voltage Disturbances.

Finalement, dans un souci de **simplification administrative** et dans le but de minimiser au maximum la charge administrative que pourrait représenter l'élaboration de nouveau(x) rapport(s), la CWaPE se basera prioritairement sur les indicateurs et différents rapports existants et actuellement utilisés par la CWaPE. Toutefois, certaines activités des gestionnaires de réseau de distribution ne faisant actuellement l'objet d'aucun indicateur, la CWaPE sera donc contrainte d'en définir des nouveaux.

Sur base de l'ensemble de ces éléments et analyses la CWaPE a défini une première liste d'indicateurs de performance, telle que présentée dans le point 3.3 ci-dessous, qu'elle souhaite analyser. Toutefois, vu les changements conséquents que la mise en œuvre d'indicateurs de performance peut engendrer, la CWaPE souhaite opter pour une approche prudente en garantissant une certaine flexibilité dans le délai de mise en œuvre de ceux-ci. En fonction des données (qualité, fiabilité, disponibilité, cohérence entre gestionnaire de réseau de distribution) et de leur analyse, la CWaPE mettra progressivement en place ces indicateurs de performance. À la suite de ces analyses, d'autres indicateurs de performance en plus ou en remplacement de(s) l'existant(s) pourront être définis.

La CWaPE souligne également qu'une période de transition est prévue afin d'une part d'harmoniser, le cas échéant, entre les gestionnaires de réseau de distribution les données actuellement rapportées, et, d'autre part de collecter les données non rapportées maintenant.

En outre, le mécanisme de suivi des indicateurs pourra être soumis à tout contrôle ou audit que la CWaPE jugera utile, conformément aux dispositions applicables des décrets électricité et gaz.

La CWaPE précise également que les indicateurs tels qu'actuellement présentés dans les présentes lignes directrices sont définis en tenant compte de la législation en vigueur à la date de rédaction de ces documents. S'il s'avère que la législation devait évoluer et impacter les indicateurs proposés, il est évident que ceux-ci devront être revus.

3.3. Les indicateurs de performance retenus pour analyse

TABLEAU 2 VUE D'ENSEMBLE DES INDICATEURS RETENUS ET RAPPORTS UTILISÉS

	Indicateur de performance	N°	Détail	Unité	Description	Source des données		
						Rapport	Ech.	Fréq.
Fiabilité	L'indisponibilité du réseau [SAIDI : System Average Interruption Duration Index]	1	$\sum_j s_j \times (t_j \times 0,85) / S_s$	hh:mm:ss	Indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8	Rapport qualité	02/05 (élec)	Annuelle
		2						
	La fréquence d'interruption [SAIFI : System Average Interruption Frequency Index]	3	$\sum_j s_j / S_s$	Nombre	Indisponibilité « totale URD » hors catégories 7.b et 8	Rapport qualité	02/05 (élec)	Annuelle
		4						
Délais de service	Nombre demandes d'études, d'offres et de raccordement avec dépassement des délais (pourcentage par rapport au nombre de dossier total) ¹	5	$\frac{N \text{ dossiers avec dépassement}}{N \text{ dossiers total}}$	%	Pour chaque catégorie (étude d'orientation, étude de détail, offre et raccordement) , le pourcentage de dossier hors délai par gestionnaire de réseau de distribution, par fluide, par niveau de tension (uniquement pour l'électricité) et en fonction de l'injection ou du prélèvement (uniquement pour l'électricité) sur base totale ou d'un échantillon (cf. 3.3.2 ci-dessous)	Rapport qualité	31/03 (gaz) 02/05 (élec)	Annuelle
	Délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget	(6)	Délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget	Jour	Rapport à développer dans le MIG6.			
	Délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget (en jours)	7	Délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget	Jour	Délai moyen de placement de câb (en nombre de jour), indépendamment de l'année où a été introduite la demande de placement de câb.	Statistiqu es sociales annuelles	31/03 (gaz et élec)	Annuelle

¹ Pour les gestionnaires de réseau dont le processus n'est pas ou pas totalement maîtrisé, cet indicateur se fera sur base d'un échantillon tel que défini et contrôlé par la CWaPE lors de l'analyse des rapports qualité (cf. 3.3.2.2. ci-dessous)

Données de comptage	Taux de rectification des index relevés/courbes de charge	8	$\frac{\# \text{ dde de rectific acceptées}}{\# \text{ relevés transmis fns}}$	%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nombre de demandes de rectification acceptée ✓ Nombre de relevés transmis (par registre compteur) au fournisseur 	Rapport à développer		Annuelle
	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau	9	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index	Nombre	Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index	Rapport Annuel Spécifique	31/03	Annuelle
Production décentralisée	<p>La CWaPE travaille actuellement sur l'évaluation de l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière et sur le rapportage requis au travers de son article 28. Ces travaux d'analyse étant en plein chantier, la CWaPE ne dispose pas du recul suffisant pour définir des indicateurs pertinents sur l'intégration des productions décentralisées pour le moment.</p> <p>La CWaPE se basera donc sur le set de données actuellement en construction et sur les retours des acteurs pour définir des indicateurs plus pertinents à moyen terme.</p>							
Satisfaction	Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution	10	Nombre de plaintes recevables réelles de l'année concernée	Nombre	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nombre de plaintes recevables par fluide et par GRD pour l'année concernée ✓ Nombre de plaintes recevables communes aux 2 fluides/non attribuées spécifiquement à un fluide et par GRD pour l'année concernée 	Rapport Annuel Spécifique (SRME)	31/03	Annuelle
	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Interruption de fourniture non planifiée > 6 heures	11	Le nombre de dossiers indemnisés par rapport au nombre de dossiers de demande d'indemnisation reçus et clôturés lors de l'exercice concerné	%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nombre de dossier > 6 h indemnisés ✓ Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné 	Rapport Annuel Spécifique (SRME)	31/03	Annuelle
	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Incidents réseau	12	Le nombre de dossiers indemnisés par rapport au nombre de dossiers de demande d'indemnisation reçus et clôturés lors de l'exercice concerné	%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nombre de dossiers défaut indemnisés ✓ Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné 	Rapport Annuel Spécifique (SRME)	31/03	Annuelle

	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Erreur administrative	13	Le nombre de dossiers indemnisés par rapport au nombre de dossiers de demande d'indemnisation reçus et clôturés lors de l'exercice concerné	%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nombre de dossiers erreur indemnisés ✓ Nombre de dossiers erreur reçus et clôturés lors de l'exercice concerné 	Rapport Annuel Spécifique (SRME)	31/03	Annuelle
	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution – Switch	14	Le nombre de dossiers indemnisés par rapport au nombre de dossiers de demande d'indemnisation reçus et clôturés lors de l'exercice concerné	%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nombre de dossiers switch indemnisés ✓ Nombre de dossiers switch reçus et clôturés lors de l'exercice concerné 	Rapport Annuel Spécifique (SRME)	31/03	Annuelle
	Indemnités versées par gestionnaire de réseau de distribution - Délais de raccordement	15	Le nombre de dossiers indemnisés par rapport au nombre de dossiers de demande d'indemnisation reçus et clôturés lors de l'exercice concerné	%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nombre de dossiers raccordement indemnisés ✓ Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné 	Rapport Annuel Spécifique (SRME)	31/03	Annuelle
Pertes	Taux de perte	16	Volume des pertes réseau issues de l'allocation (N-3) et du rest term issu de la réconciliation (volumes entièrement réconciliés de N-3 en N) par rapport au volume N-3 d'infeed total du gestionnaire de réseau de distribution	%	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pertes réseau issues de l'allocation = volume de pertes tel que calculé dans l'allocation du GRD pour l'année N-3 ; ✓ Rest term issu de la réconciliation (+/-) = volume du rest term du GRD issu du run Z de la réconciliation pour l'année N-3 ; ✓ Volume d'infeed total = volume total d'infeed du gestionnaire de réseau de distribution pour l'année N-3, à savoir la somme des volumes de l'année N-3 suivants : <ul style="list-style-type: none"> ○ +/- Injection Grands postes Elia/RTE ; ○ +/- Transit net avec les autres gestionnaires de réseau de distribution (Sorties - Entrées) ; ○ + Injection des productions locales. 	Rapport à développer		Annuelle

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

La plupart des pays européens qui font la distinction entre les interruptions 'courtes' (< 3 minutes) et les interruptions longues (≥3 minutes) se basent de la norme EN 50160². La CWaPE quant à elle ne procède actuellement pas à une telle distinction et se base sur la prescription technique Synergrid C10/14³ pour rapporter la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution. Dans cette prescription « les interruptions dues au réseau BT ne sont pas prises en considération » et « la méthode utilisée donne un indice global, tout utilisateur MT et BT confondu, basé sur le nombre de cabines de distribution dont l'alimentation est interrompue ».

Par ailleurs, la CWaPE opère également la distinction entre les interruptions planifiées et les interruptions non planifiées, ces dernières étant elles-mêmes scindées en trois catégories⁴:

- Indisponibilité dite « totale URD » (TOTAL Général ci-dessous) ;
- Indisponibilité dite « totale GRD » ;
- Indisponibilité dite « propre GRD » (Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a) ci-dessous).

Dans le cadre de l'analyse des indicateurs de performance, la CWaPE souhaite monitorer les données relatives aux **interruptions non planifiées** qui seront disponibles dans le rapport qualité, à savoir :

- d'une part, l'indisponibilité dite « totale URD » : SAIDI et SAIFI hors indisponibilité à la suite d'un problème sur un autre réseau que celui du GRD (ELIA / autre GRD) [7.b] et circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique [8] ; et
- d'autre part, l'indisponibilité dite « propre GRD » : SAIDI et SAIFI.

La volonté de monitorer ces deux types d'indisponibilité est de distinguer après analyse en profondeur les interruptions non planifiées causées par un, voire plusieurs éléments défaillant du réseau du GRD (problème purement électrique), de celles causées par des éléments externes au réseau du GRD et sur lesquels le GRD n'a pas entièrement prise.

La CWaPE souhaite en effet s'assurer que ces distinctions entre les causes sont opérées de manière similaire par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution et ne favorisent/défavorisent pas l'un par rapport à l'autre.

3.3.1.1. L'indisponibilité du réseau [SAIDI : System Average Interruption Duration Index]

a. Définition :

L'indisponibilité représente le temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution. C'est donc la somme estimée des temps d'interruption de tous les utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs⁵.

² 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply – 2016, pg. 21

³ CWaPE – Avis CD-18j25-CWaPE-1815 concernant les plans d'investissement 2019-2023 et indicateurs de qualité 2017 des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité – 25/10/2018

⁴ Ibidem

⁵ Synergrid – Indices de qualité – Disponibilité de l'accès au réseau de distribution – C10/14 – 01.2004, pg. 2

b. Règle de calcul :

$$\text{Indisponibilité} = \frac{\sum_j s_j \times (t_j \times 0,85)}{S_s}$$

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

c. Source/périmètre :

Les indices de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI) retenus dans le cadre des indicateurs de performance proviendront du rapport qualité, à savoir les indicateurs rapportés pour les indisponibilités « totale URD (hors 7.b et 8) » et « propre GRD » :

TABLEAU 3 DÉTAIL DES INTERRUPTIONS NON PLANIFIÉES EN FONCTION DES CAUSES⁶

	Nombre d'interruptions	Participation à l'indisponibilité (hh:mm:ss)	Participation à la fréquence d'interruption
1 : défaut de câble MT non causé par des tiers			
2 : défaut de câble MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
3 : défaut de ligne MT, purement électrique (hors conditions météo, tiers et cas de force majeure)			
4a : défaut de ligne MT causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
4b : défaut de ligne MT dû aux conditions météo ; les conditions météo étant clairement identifiées à l'origine du défaut (hors circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique)			
5 : défaut en cabine MT GRD non causé par des tiers			
6 : défaut en cabine MT utilisateur ou causé par tiers (dont 1 tiers est clairement identifié à l'origine du défaut)			
7. a : divers GRD comptabilisé (indéterminé)			
7. b : indisponibilité suite problème sur autre réseau que GRD (ELIA / autre GRD)			
8. circonstances météo exceptionnelles reconnues par une instance publique notoirement habilitée, cas de force majeure et impossibilité technique			
Indisponibilité liée au réseau du GRD (1+3+5+7a)*			
Indisponibilité liée à un facteur externe (2+4a+4b+6+7b+8) **			
TOTAL (hors catégorie 8)			
TOTAL général			

⁶ Projet mars 2020 de lignes directrices relatives à la présentation standard des rapports annuels des GRD électricité sur la qualité de leurs prestations

3.3.1.2. La fréquence d'interruption [SAIFI : System Average Interruption Frequency Index]

a. Définition :

La fréquence des interruptions est le nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution, ce qui correspond à la somme de toutes les interruptions des utilisateurs du réseau de distribution divisée par le nombre d'utilisateurs⁷.

b. Règle de calcul :

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

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

c. Source/périmètre :

Les indices de fréquence moyenne d'interruption du système (SAIFI) retenus seront rapportés tels quels dans le cadre du rapport qualité (cf. tableau 3 ci-dessus pour les fréquences d'interruptions « totale URD (hors 7.b et 8) » et « propre GRD »).

3.3.2. Les indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études (électricité et gaz)

Pour les délais relatifs aux raccordements, pour rappel, l'article 25quater du décret du 12 avril 2001 (électricité) et 25ter du 19 décembre 2002 (gaz) offre la possibilité d'obtenir une indemnisation dans les 3 hypothèses suivantes :

« Tout client final a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si celui-ci n'a pas réalisé le raccordement effectif dans les délais suivants :

1° pour le raccordement des clients résidentiels, dans un délai de trente jours calendriers à partir de l'accord écrit du client sur l'offre du gestionnaire de réseau concernant le raccordement, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis ;

2° pour les autres clients de la basse tension, dans le délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement, ce délai commence à courir à partir de l'accord écrit du client, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis ;

3° pour les clients de la haute tension, dans le délai indiqué dans le contrat de raccordement.

L'indemnité journalière due est de 25 euros pour les clients résidentiels, 50 euros pour les autres clients de la basse tension et 100 euros pour les clients de la haute tension. »

Les lignes directrices CD-18b09-CWaPE-0010 relatives aux dispositions régionales en matière d'indemnisation des clients finals définissent les notions de début du délai, les causes de suspensions ainsi que les critères pour renoncer au délai de raccordement. Ces définitions s'appliquent aux indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études.

⁷ Ibidem

Sur base des données nouvellement rapportées dans le rapport qualité, suite aux constatations lors de l’audit des rapports qualité mené en 2019, la CWaPE souhaitait retenir les indicateurs suivants :

3.3.2.1. Pour les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais est totalement maîtrisé

a. Définition

Le nombre de demandes d’un client final (qu’il s’agisse d’une étude d’orientation, d’une étude de détail, d’une offre ou d’un raccordement) non honorées dans les délais à cause du gestionnaire de réseau de distribution par rapport au nombre total de demandes introduites auprès dudit gestionnaire de réseau de distribution pour l’année civile.

b. Règle de calcul

Pour chaque catégorie (étude d’orientation, étude de détail, offre et raccordement), le pourcentage de dossiers hors délai par gestionnaire de réseau de distribution, par fluide, par niveau de tension (uniquement pour l’électricité) et en fonction de l’injection ou du prélèvement (uniquement pour l’électricité) correspond à :

TABLEAU 4 DÉTAIL DES DÉLAIS D’ÉTUDES, OFFRES ET RACCORDEMENT POUR L’ÉLECTRICITÉ

Nombre de dossiers (01/01 – 31/12)	HT		BT	
	Prélèvement	Injection	Prélèvement	Injection
Études orientation	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales
Études détaillées	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales
Offres	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales
Raccordements	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales	# de demandes avec dépassement (cause GRD) /# de demandes totales

c. Source / périmètre

Les indicateurs relatifs aux délais de raccordement, offres et études proviennent du rapport qualité et concernent l'ensemble des dossiers finalisés durant l'année civile.

Ils seront rapportés par niveau de tension (HT/BT) et en fonction du prélèvement ou de l'injection pour l'électricité.

3.3.2.2. Pour les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais n'est pas ou pas totalement maîtrisé

Par définition, les gestionnaires de réseau de distribution pour lesquels le processus de monitoring des délais n'est pas ou pas totalement maîtrisé n'ont pas la possibilité de rapporter entièrement le nombre de demandes dont les délais n'ont pas été respectés suite à un manquement de leur part.

Par conséquent, pour ces gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE suivra les mêmes indicateurs qu'indiqués précédemment (point 3.3.2.1) mais sur base d'un échantillon tel que défini et contrôlé par la CWaPE lors de l'analyse des rapports qualité.

3.3.2.3. Délai moyen de retard de fin de procédure compteurs à budget (en jours)

Les articles 31, §5 (électricité) et 34, §6 (gaz) des AGW relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz précisent que le gestionnaire de réseau de distribution est tenu d'assurer le placement d'un compteur à budget (ou l'activation de la fonction de prépaiement) dans un délai de 40 jours à dater de la demande de placement du compteur à budget ou de l'activation de la fonction de prépaiement. L'article 34 du décret du 12 avril 2001 relatif au marché de l'électricité précise que si le gestionnaire de réseau de distribution dépasse, pour des raisons qui lui sont imputables, le délai de placement établi par le Gouvernement, il sera redevable d'une intervention forfaitaire au fournisseur qui a introduit la demande.

Dans la continuité de l'article 111 de la méthodologie tarifaire 2019-2023, la CWaPE souhaite maintenir un dispositif de régulation incitative relative au délai de placement des compteurs à budget et faire évoluer la définition de «retard de placement des compteurs à budget» (c'est-à-dire que la fin de procédure de demande de placement de compteurs à budget s'entend uniquement lorsque le placement d'un compteur à budget est effectif) pour s'aligner à la définition du «**délai moyen de retard de fin de procédure CàB**» de l'avis CD-19b20-CWaPE-1843 relatif aux modalités pratiques pour la mise en œuvre de l'intervention forfaitaire versée par le GRD au fournisseur en cas de dépassement du délai de quarante jours pour le placement des compteurs à budget.

a. Définition

Dans cet avis, la CWaPE précise que : « Le calcul du « délai moyen de retard de fin de procédure de CàB » débute le 41^{ème} jour après la demande de placement de CàB. Ce délai moyen est identique pour l'ensemble des points d'accès mais est calculé par énergie et par GRD pour les procédures ayant été finalisées en N-1. La révision de ce délai est fixée annuellement, à savoir le 1^{er} mars de l'année N pour la période [03/N – 02/N+1].

b. Règle de calcul

La méthodologie pour calculer le délai moyen de retard de fin de procédure présentée dans l'avis de la CWaPE précité tient compte des éléments suivants :

- Période moyenne au cours de laquelle le processus est régularisé (entre « J₄₁ » et « Jrégularisation »). Dès lors, le calcul du « délai moyen de retard de fin de procédure CàB » prend en compte :
 - Les placements effectifs de CàB entre « J₄₁ » et « Jrégularisation » ;
 - Les annulations de placement de CàB réalisées entre « J₄₁ » et « Jrégularisation » ;
 - Les abandons de placement de CàB réalisés entre « J₄₁ » et « Jrégularisation » ;
 - Les coupures (pour refus de placement de CàB) réalisés entre « J₄₁ » et « Jrégularisation » ;
 - Les réactivations de CàB déjà placés réalisées entre « J₄₁ » et « Jrégularisation » ;
- Par contre, le calcul du « délai moyen de retard de fin de procédure CàB » ne prend pas en compte certaines situations spécifiques pour lesquelles le dépassement du délai de placement ne serait pas imputable au GRD⁸.
- Le calcul du « délai moyen de retard de fin de procédure CàB » sera calculé par les GRD, et envoyé annuellement par les GRD à la CWaPE. Le détail du calcul sera joint à cet envoi.
- Cette méthode de calcul sera examinée ex-post afin de réévaluer le système le cas échéant (délai réel vs délai moyen). »

L'interprétation du concept d'abandon de placement est définie dans l'avis référencé CD-19b20-CWaPE-1843 de la CWaPE relatif aux modalités pratiques pour la mise en œuvre de l'intervention forfaitaire versée par le GRD au fournisseur en cas de dépassement du délai de quarante jours pour le placement des compteurs à budget, à savoir, abandon suite à un mouvement sur le point (Switch, déménagement, ...). Entre temps, la CWaPE a précisé dans le cadre du reporting annuel relatif aux statistiques sociales la définition du 'nombre de demandes de placements de compteur à budget abandonnées (suite à un switch de client ou de fournisseur)' en cours d'année :

- Pour les clients protégés : Préciser le nombre total de demandes de placement d'un compteur à budget qui ont été effectivement abandonnées au cours de l'année suite à un mouvement sur le point (switch, déménagement, ...). Cette donnée doit être calculée indépendamment de l'année où la demande de placement a été introduite. Pour cette question il convient donc de comptabiliser également les demandes de drop abandonnées (drop d'un client protégé suite à un défaut de paiement chez un fournisseur commercial)
- Pour les clients non protégés : Préciser le nombre total de demandes de placement d'un compteur à budget qui ont été effectivement abandonnées au cours de l'année suite à un mouvement sur le point (switch, déménagement, ...). Cette donnée doit être calculée indépendamment de l'année où la demande de placement a été introduite.

c. Source/périmètre

Il est à noter que conformément aux nouvelles dispositions de l' Arrêté du Gouvernement wallon du 19 juillet 2018 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz et l'arrêté du Gouvernement wallon du 17 juillet 2003 relatif à la commission locale d'avis de coupure, l'entrée en vigueur de

⁸ Voir l'avis CD-19b20-CWaPE-1843 « Modalités pratiques pour la mise en œuvre de l'intervention forfaitaire versée par le GRD au fournisseur en cas de dépassement du délai de quarante jours pour le placement des compteurs à budget » - Chapitre 6. Traitement des situations spécifiques

l'intervention forfaitaire (et donc le calcul du délai moyen de retard de fin de procédure compteurs à budget) doit se faire de manière concomitante avec le MIG6.

Par ailleurs, ces délais devraient être revus suite à l'arrivée prochaine des compteurs communicants.

Par conséquent, la mesure de cet indicateur devra tenir compte de ces évolutions technologiques sur le moyen terme et ne pourra pas être rapporté avant l'entrée en vigueur du MIG6.

3.3.2.4. Délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget (en jours)

La mesure du « délai moyen de retard de fin de procédure compteur à budget » n'étant actuellement pas disponible, la CWaPE propose de suivre en attendant la mise en production du MIG6 le « délai moyen de placement (ou de réactivation) du compteur à budget (en jours) ».

a. Définition

Il s'agit du délai moyen de placement de compteur à budget (en nombre de jours).

b. Règle de calcul

Parmi les placements ou réactivations effectives de compteurs à budget réalisés au cours de l'année, il faut préciser le délai moyen de placement/de réactivation du compteur à budget.

Cette donnée doit être calculée indépendamment de l'année où a été introduite la demande de placement de compteur à budget⁹.

c. Source /Périmètre

A l'heure actuelle, la CWaPE constate que cet indicateur est d'ores et déjà disponible dans le cadre des statistiques sociales annuelles envoyées par les gestionnaires de réseau de distribution et s'aligne donc sur les données actuellement rapportées.

3.3.3. Les indicateurs relatifs aux données de comptage (électricité et gaz)

La relève des données des compteurs provient de différents processus, certains plus sujets à erreur que d'autres :

- Un relevé de compteur automatique ;
- Un relevé de compteur effectué directement par un agent du gestionnaire de réseau de distribution ;
- Les valeurs peuvent être transmises par le client via un service téléphonique, informatique ou par l'affichage du carton *ad hoc* ;
- Une estimation faite par le gestionnaire de réseau sur base de l'historique des consommations antérieures du point d'accès.

L'objectif poursuivi par la CWaPE au travers des indicateurs de performance relatifs aux données de comptage est d'améliorer la qualité des données relevées et transmises afin de diminuer le nombre de rectifications de celles-ci.

⁹ Document CWaPE, GRD – Formulaire statistiques sociales annuelles – Electricité – Définitions (définitions 30-040)

3.3.3.1. Taux de rectification des index/courbes de charge

La CWaPE souhaite inciter à réduire le taux de rectification des index/courbes de charge transmis. Sur base du modèle EDIEL et du MIG4.1¹⁰, les gestionnaires de réseaux de distribution fourniront à la CWaPE le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz).

a. *Définition :*

Le taux de rectification des index/courbes de charge pour chaque type de compteur, par fournisseur et par fluide (électricité/gaz).

b. *Règle de calcul :*

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

Avec :

- Nombre de demandes de rectifications acceptées = Toutes les demandes de rectifications sont concernées que ce soit une « Meter Reading On Demand » ou une « Meter Reading Order » qui satisfait aux conditions EDIEL [voir ci-dessous]. Les compteurs AMR sont inclus dans l'indicateur. La CWaPE précise donc qu'il s'agit des rectifications des index (pour les courbes de charge calculées) et des courbes de charge (pour les courbes de charge mesurées).
- Nombre de relevés par registre compteur transmis au fournisseur = il s'agit effectivement d'un indicateur par fournisseur et par registre compteur (le ratio par fournisseur permettra de mettre en avant le(s) fournisseur(s) avec le taux de rectification le plus élevé et donc notamment de mieux évaluer quels acteurs sont à l'origine d'une demande de rectification (demandes initiées par le marché)). Le GRD fournira néanmoins les chiffres relatifs aux numérateurs et dénominateurs de ce ratio par fournisseur, afin que la CWaPE puisse le cas échéant recalculer un ratio global par GRD.

Le traitement d'une demande de rectification peut mener à une « Meter Reading On Demand » (MROD) ou à une « Meter Reading Order » (MRO). Cela se passe sur base des principes suivants :

- Rectification de consommations validées, basées sur des valeurs d'index reçues d'un Utilisateur du réseau de distribution ou d'un Fournisseur => MROD ;
- Rectification de consommations validées, basées sur des valeurs d'index lues par le Gestionnaire de données de comptage ou estimés => MRO.¹¹

Ces 2 demandes de rectification seront prises en compte dans la définition de l'indicateur de performance.

Une demande de rectification sera considérée comme acceptée si elle satisfait :

¹⁰ Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique, UMIG Partie II D Phase de structuration : Plans par étapes & aperçu des messages – 01. Données de comptage électricité – Version 4.1 du 20/12/2011 / Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

¹¹ Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

- Aux exigences minimales prescrites dans le modèle EDIEL¹² (point 1.3.5 – Test – p. 23) ;
- Si après analyse du Gestionnaire de données de comptage, il apparait que les données de comptage doivent être corrigées ;
- Si elles sont en accord avec les contraintes de temps spécifiées dans le modèle EDIEL¹³ (point 1.2.4 – Contraintes de temps – p.5)

Lors d'une demande de rectification relative à des données de compteurs validées, on réalise une « Meter Reading On Demand » (MROD) ou une « Meter Reading Order » (MRO) sur base des principes repris dans le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique (UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 4. Validation des Mesures – Version 4.1.06 – 20/12/2011)¹⁴. Les rectifications retenues concernent les mesures annuelles des compteurs, les mesures mensuelles des compteurs et les valeurs par quart d'heure pour l'électricité et le gaz séparément.

Par principe de prudence, la CWaPE s'est actuellement basée sur les informations disponibles dans le MIG4.1. Il est évident qu'à la mise en production du MIG6, ces indicateurs devront être revus à la lumière des nouvelles informations disponibles pour les gestionnaires de réseau de distribution. Ce point devra donc faire l'objet d'une analyse approfondie lors du dé-commissionnement du MIG4.1.

Les indicateurs qui seront retenus dans le MIG6 sont définis dans les business requirements relatifs au Metering¹⁵ :

TABLEAU 5 BUSINESS REQUIREMENTS METERING – PI CATEGORIES

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

c. Source / périmètre :

Les données relatives à cet indicateur de performance ne sont actuellement pas rapportées à la CWaPE. Les gestionnaires de réseau devront développer un rapport relatif au taux de rectification sur base des systèmes existants afin de répondre à cette demande.

La CWaPE précise également qu'il s'agit des demandes de rectification par année civile. Si une demande de rectification acceptée implique de modifier des données portant sur plusieurs années, cette demande devra être rapportée comme une seule demande de rectification.

¹² Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique – UMIG Partie II D : Comptage : Plans par étapes & aperçu des messages – 5. Rectification des données de comptage – Version 4.1.09 – 30/06/2019

¹³ Ibidem

¹⁴ Voir rapport de consultation pour plus de détail

¹⁵ UMIG - BR - ME - 02 - Marktrapportering - Evaluation Pis v6.5.1.7.xls

Enfin, la CWaPE précise que si des retards devaient à nouveau être constatés dans la mise en œuvre du MIG6, elle imposera aux gestionnaires de réseau de distribution le développement de certains rapports relatifs aux données de comptage similaires à ceux prévus dans le MIG6.

3.3.3.2. Plaintes recevables pour les problèmes d'index

Finalement, la CWaPE estime que le nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index par gestionnaire de réseau de distribution constitue un bon indicateur de suivi de la qualité de la relève des données.

a. Définition

La CWaPE souhaite monitorer dans un premier temps le nombre de plaintes par année civile pour problèmes d'index de consommation.

b. Règle de calcul

Nombre de plaintes recevables pour les problèmes d'index

Les plaintes recevables pour les problèmes d'index intègrent les dossiers relatifs au photovoltaïque, les contestations d'index et les données de consommation d'une manière générale.

Ces plaintes sont répertoriées et classifiées par le SRME pour d'une part, cibler le plus précisément possible les situations problématiques observées sur le marché wallon de l'énergie et, d'autre part, répertorier les plaintes d'une manière compatible avec la classification qui a été adoptée au niveau de l'ERGEG (European Regulators Group for Electricity & Gas).

c. Source / Périmètre

L'indicateur couvrira le nombre de plaintes recevables par année civile pour problèmes d'index de consommation gérées par le Service régional de médiation pour l'énergie, dont les statistiques sont présentées annuellement dans son rapport annuel spécifique.

A moyen terme, la CWaPE souhaite également intégrer les plaintes en matière d'index provenant du Service fédéral de médiation pour l'énergie.

3.3.4. Les indicateurs de performance relatifs à l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux (électricité)

L'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière prévoit notamment que la CWaPE et les gestionnaires de réseaux doivent définir un certain nombre de modalités afin de rendre totalement opérationnelle sa mise en œuvre.

Parmi ces modalités, l'article 28 dispose que : « §1^{er}. Les interruptions et réductions d'injection effectuées sur ordre du gestionnaire du réseau font l'objet d'un rapportage à la CWaPE, notamment en termes de **volume d'énergie active non produite, d'énergie donnant droit à une compensation des pertes financières, de niveau de puissance, de moment d'activation et de durée.**

§ 2. Le **raccordement des unités de production** décentralisées sur le réseau de distribution, est l'objet d'un rapportage à la CWaPE par le gestionnaire du réseau.

§ 3. Après concertation avec les gestionnaires de réseau, la CWaPE fixe la portée, la fréquence et les modalités pratiques des rapports visés aux paragraphes 1^{er} et 2. »

Les indicateurs relatifs à l'intégration des productions décentralisées s'inscriront directement dans la lignée de cet arrêté et auront notamment pour objectif :

- D'une part de monitorer l'aptitude des réseaux de distribution à accueillir favorablement des unités de production décentralisées ; et,
- D'autre part, de limiter l'impact des consignes réduisant ou interrompant la production d'électricité à base d'énergie renouvelable, tout en tenant compte de l'évolution de l'intégration de ces unités de production décentralisée sur les réseaux.

Toutefois, la CWaPE travaille actuellement sur l'évaluation de cet AGW et sur le rapportage requis au travers de son article 28. Ces travaux d'analyse étant en plein chantier, la CWaPE ne dispose pas du recul suffisant pour définir des indicateurs pertinents sur l'intégration des productions décentralisées pour le moment.

La CWaPE se basera donc sur le set de données actuellement en construction et sur les retours des acteurs pour définir des indicateurs plus pertinents à moyen terme.

3.3.5. Les indicateurs de performance relatifs à la satisfaction des clients finals (qualité commerciale) (électricité et gaz)

3.3.5.1. Plaintes recevables par gestionnaire de réseau de distribution, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index (Nombre)

a. Définition

L'indicateur de plaintes est défini en fonction du nombre de plaintes recevables reçues par le Service régional de médiation pour l'énergie (SRME)¹⁶, à l'exclusion des plaintes recevables pour les problèmes d'index reprises dans les indicateurs relatifs aux données de comptage (3.3.3.2 ci-dessus). La recevabilité d'une plainte est conditionnée par plusieurs exigences. Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie, pour juger de la recevabilité d'une plainte, le SRME exige du demandeur une copie de la réclamation écrite qu'il a préalablement adressée au fournisseur et/ou gestionnaire de réseau ainsi qu'un formulaire de plainte dûment complété. En effet, le client doit d'abord adresser lui-même une réclamation à l'acteur de marché. S'il n'est pas satisfait de la réponse de celui-ci ou s'il n'a pas reçu de réponse, il peut déposer une plainte auprès du Service fédéral de l'ombudsman ou du SRME. Ce n'est qu'alors qu'il s'agit d'une plainte recevable.

Parmi les plaintes recevables, une distinction est également faite entre les plaintes dont le caractère est fondé, partiellement fondé ou non-fondé.

¹⁶ À terme, les statistiques du médiateur fédéral pourraient également être prises en compte dans l'indicateur.

b. Règle de calcul

Les performances des gestionnaires de réseau de distribution seront déterminées sur base du nombre de plaintes réelles (à l'exclusion des plaintes pour index) de l'année concernée du gestionnaire de réseau de distribution par fluide.

Plaintes par GRD = nombre de plaintes recevables réelles de l'année concernée

Avec : Nombre de plaintes recevables par fluide et par GRD pour l'année + Nombre de plaintes recevables communes aux 2 fluides/non attribuées spécifiquement à un fluide et par GRD pour l'année (à l'exclusion des plaintes recevables pour problème d'index).

c. Source / Périmètre

La CWaPE est d'avis que les plaintes reçues ne doivent pas nécessairement être fondées pour être prises en compte dans le critère de qualité de service à la clientèle du gestionnaire de réseau de distribution. Bien qu'une réclamation non fondée ne mette pas en lumière une erreur de la part du gestionnaire de réseau de distribution, cela indique néanmoins qu'il n'a pas tout à fait été en mesure de traiter la plainte en première ligne en expliquant au client pourquoi la réclamation était injustifiée.

La CWaPE souhaite par conséquent suivre nombre de plaintes réelles de l'année civile concernée (01/01-31/12) du gestionnaire de réseau de distribution.

3.3.5.2. Demande d'indemnisation par gestionnaire de réseau de distribution (%)

Pour rappel, les décrets gaz et électricité prévoient un certain nombre de mécanismes d'indemnisation (forfaitaire pour la plupart). Conformément à l'article 25 septies §5 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et l'article 25 quinquies §4 du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz naturel, les gestionnaires de réseaux adressent à la CWaPE, pour le 31 mars au plus tard, un rapport faisant état du nombre de demandes d'indemnisation au cours de l'année écoulée, ainsi que de la suite qui leur a été réservée.

a. Définition

Selon la CWaPE, les plaintes et demandes d'indemnités de la part d'un client final reflètent une insatisfaction de la part de celui-ci. Bien que ces éléments ne soient que la partie visible de l'iceberg (vu le non-recours au droit, la législation complexe et les contraintes administratives), ils constituent pour la CWaPE des indicateurs pertinents pour estimer, dans un premier temps, le niveau d'insatisfaction des clients finals.

Sachant que toutes les hypothèses d'indemnisation prévoient des montants forfaitaires, sauf dans le cas des dommages matériels/corporels pour fourniture irrégulière, la CWaPE ne souhaite pas monitorer le montant des indemnités.

La CWaPE propose par conséquent de retenir comme indicateur relatif aux indemnités le 'Nombre de dossiers indemnisés/Nombre de dossiers totaux' pour les principaux cas prévus par les décrets.

b. Règle de calcul

Par conséquent, la CWaPE retient comme indicateur de performance pour les mécanismes d'indemnisation suivants¹⁷ :

- 1° Indemnisation pour interruption de fourniture non-planifiée d'une durée de plus de 6 heures consécutives (électricité) :

$$\frac{\text{Nombre de dossiers } > 6h \text{ indemnisés}}{\text{Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné}}$$

Avec :

- Nombre de dossiers > 6 h indemnisés = Nombre de dossiers d'indemnisations pour interruption de fourniture non-planifiée d'une durée de plus de 6 heures consécutives indemnisés durant l'exercice concerné ;
- Nombre de demandes totales pour interruption > 6 h reçues et clôturées lors de l'exercice de l'exercice concerné =
 - o + Nombre de demandes acceptées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes irrecevables reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes non fondées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes acceptées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes irrecevables reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes non fondées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné

- 2° Indemnisation pour coupure de la fourniture entraînant un dommage (électricité) :

$$\frac{\text{Nombre de dossiers 'défaut' indemnisés}}{\text{Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné}}$$

Avec :

- Nombre de dossiers 'défaut' indemnisés = Nombre de dossiers d'indemnisation des dommages causés à des tiers, soit du fait de ses travaux, soit de l'utilisation du fonds grevé de la servitude indemnisés durant l'exercice concerné ;
- Nombre de demandes totales pour défaut reçues et clôturées lors de l'exercice de l'exercice concerné =
 - o + Nombre de demandes acceptées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes irrecevables reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes non fondées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - o + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues et clôturées lors de l'exercice concerné

¹⁷ Ne sont notamment pas repris dans les indicateurs de performances retenus les mécanismes des articles 25quater/1, 25octies et 31ter du décret du 12 avril 2001 et 30quater du décret du 19 décembre 2002.

- + Nombre de demandes acceptées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
- + Nombre de demandes irrecevables reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
- + Nombre de demandes non fondées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
- + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné

3° Indemnisation pour interruption de fourniture suite à une erreur administrative (électricité et gaz) :

$$\frac{\text{Nombre de dossiers 'erreur' indemnisés}}{\text{Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné}}$$

Avec :

- Nombre de dossiers 'erreur' indemnisés = Nombre de dossiers d'indemnisations pour interruption de fourniture suite à une erreur administrative indemnisés durant l'exercice concerné ;
- Nombre de demandes totales pour 'erreur' reçues et clôturées lors de l'exercice de l'exercice concerné =
 - + Nombre de demandes acceptées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes irrecevables reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes non fondées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes acceptées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes irrecevables reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes non fondées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné

4° Indemnisation pour un retard de switch causé par le gestionnaire de réseau (électricité et gaz) :

$$\frac{\text{Nombre de dossiers 'switch' indemnisés}}{\text{Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné}}$$

Avec :

- Nombre de dossiers 'switch' indemnisés = Nombre de dossiers d'indemnisations pour un retard de switch causé par le gestionnaire de réseau indemnisés durant l'exercice concerné ;
- Nombre de demandes totales pour 'switch' reçues et clôturées lors de l'exercice de l'exercice concerné =
 - + Nombre de demandes acceptées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes irrecevables reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes non fondées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné

- + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
- + Nombre de demandes acceptées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
- + Nombre de demandes irrecevables reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
- + Nombre de demandes non fondées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
- + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné

5° Pour le non-respect des délais de raccordement :

$$\frac{\text{Nombre de dossiers 'racco' indemnisés}}{\text{Nombre de demandes totales reçues et clôturées lors de l'exercice concerné}}$$

Avec :

- Nombre de dossiers 'racco' indemnisés = Nombre de dossiers d'indemnisations pour non-respect du délai de raccordement indemnisés durant l'exercice concerné ;
- Nombre de demandes totales pour non-respect du délai de raccordement reçues et clôturées lors de l'exercice de l'exercice concerné =
 - + Nombre de demandes acceptées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes irrecevables reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes non fondées reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues et clôturées lors de l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes acceptées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes irrecevables reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes non fondées reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné
 - + Nombre de demandes en-cours de traitement reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné

c. *Source / Périmètre*

La CWaPE rappelle que les indicateurs retenus seront basés sur les données des rapports annuels relatifs aux demandes d'indemnisations transmises par les gestionnaires de réseau pour le 31 mars de chaque année à la CWaPE.

Ces rapports prévoient la distinction entre les 'demandes reçues et clôturées lors de l'exercice concerné' et 'les demandes reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné'. L'ensemble des demandes clôturées durant l'année seront prises en considération par gestionnaire de réseau de distribution.

TABLEAU 6 MODÈLE DE REPORTING INDEMNISATIONS

Indemnisations xxx	reçues et clôturées lors de l'exercice concerné		reçues lors de l'exercice précédent, mais clôturées durant l'exercice concerné	
	Nombre de demandes	Montant payé	Nombre de demandes	Montant payé

3.3.6. Les indicateurs de performance relatifs à la gestion des pertes en réseau (électricité)

Les pertes de réseau de distribution d'électricité correspondent à la différence entre l'ensemble des injections sur les réseaux de distribution et l'ensemble des prélèvements. Elles proviennent :

- Des pertes techniques liées à l'effet Joule et aux pertes fer générées par les transformateurs ;
- Des pertes non techniques constituées de l'énergie consommée non enregistrée, liées notamment aux biais de comptage, aux fraudes, aux erreurs de relève des compteurs, de facturation, etc.

Les pertes électriques pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne représentent au 31.12.2018 un volume de 881 GWh pour l'année, soit quelques 31,3 millions d'euros. Ce montant représente environ 4,35 % des charges annuelles des gestionnaires de réseau de distribution, ou encore 6,67 % de l'électricité consommée sur les réseaux de distribution.

La couverture des pertes par les gestionnaires de réseau de distribution constitue donc un enjeu financier et énergétique majeur. La CWaPE juge nécessaire de s'assurer que les gestionnaires de réseau de distribution mettent tout en œuvre pour le minimiser.

L'article 15 de la directive 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à l'efficacité énergétique, dispose que « les Etats membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau soient incités à améliorer l'efficacité au niveau de la conception et de l'exploitation des infrastructures » et que « Les Etats membres veillent à ce que les autorités nationales de régulation de l'énergie tiennent dûment compte de l'efficacité énergétique dans l'exercice des tâches de régulation prévues par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE en ce qui concerne leurs décisions relatives à l'exploitation des infrastructures de gaz et d'électricité ».

L'importance d'une correcte gestion des pertes en réseau (et de l'efficacité énergétique) est également soulignée dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité notamment dans ses articles :

- 11, §2 : « *(Le gestionnaire de réseau est tenu de garantir l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau pour lequel il a été désigné, dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables, y compris les interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité et la continuité d'approvisionnement dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. – Décret du 11 avril 2014, art. 8, 1°)*
 (...)

10° examiner, lors de la planification du développement du réseau des mesures d'efficacité énergétique, de gestion de la demande et d'accueil des installations de production afin d'éviter l'augmentation ou le remplacement de capacités du réseau »

- 15, §2, 9 ° : « Le plan d'adaptation contient au moins les données suivantes : la politique en matière de réduction des pertes techniques et administratives. – Décret du 11 avril 2014, art. 13, 2°, c) »

Finalement, l'article 43 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité précise : « §1erbis. Dans le cadre de ses missions, la CWaPE poursuit les objectifs suivants : 2° contribuer à la mise en place de réseaux électriques sûrs, fiables, performants, à un accès non-discriminatoire au réseau, à l'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi qu'aux développements et à l'intégration des productions d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de la cogénération de qualité et faciliter 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. »

3.3.6.1. Taux de perte global par gestionnaire de réseau de distribution (%)

La CWaPE propose par conséquent d'analyser un indicateur relatif au taux de perte des gestionnaires de réseau de distribution.

a. Définition :

Le taux de perte des gestionnaires de réseau de distribution est le volume des pertes réseau issues de l'allocation (N-3) et du rest term issu de la réconciliation (volumes entièrement réconciliés de N-3 en N) par rapport au volume N-3 d'infeed total du gestionnaire de réseau de distribution.

b. Règle de calcul :

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

Avec :

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

c. Source / périmètre :

Dans le cadre de l'analyse des indicateurs de performance, la CWaPE souhaite monitorer les données relatives au taux de perte global par gestionnaire de réseau de distribution tous niveaux de tension confondus dans un rapport à développer.

* *
*