

Projet d'arrêté adapté

(Z)1110/12
2 juin 2022

Projet d'arrêté adapté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2024-2027

L'article 15/5bis, §§ 2, 5, 8, 9, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL.....	4
2. ANTECEDENTS ET CONSULTATION.....	5
3. ELEMENTS FONDAMENTAUX DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRE	5
3.1. Régulation et activité régulée	5
3.2. Evolution de la méthodologie tarifaire	6
4. COMMENTAIRES DES ARTICLES.....	8
4.1. Définitions et champ d'application	8
4.2. Structure tarifaire générale.....	8
4.3. Le revenu total à couvrir par les tarifs.....	9
4.3.1. Généralités	9
4.3.2. Coûts.....	9
4.3.3. Rémunération.....	10
4.4. Critères pour apprécier le caractère raisonnable des coûts	18
4.4.1. Dispositions générales.....	18
4.4.2. Critères relatifs aux dépenses d'investissement	18
4.5. Procédure en matière d'introduction et d'approbation des tarifs et du revenu total	19
4.6. Procédures en matière de contrôle et d'application des tarifs.....	20
4.7. Justification par des éléments comptables et d'organisation administrative	21
4.8. Dispositions transitoires et finales	22
4.9. Dispositions diverses	22
Commentaires relatifs à l'annexe 1 : modèles de rapport à utiliser par les gestionnaires.....	22
5. METHODOLOGIE TARIFAIRE	23
5.1. Définitions et champ d'application	23
5.2. Structure tarifaire générale.....	24
5.3. Le revenu total à couvrir par les tarifs.....	26
5.3.1. Généralités	26
5.3.2. Coûts.....	26
5.3.3. Rémunération.....	28
5.4. Critères pour apprécier le caractère raisonnable des coûts	35
5.5. Procédure en matière d'introduction et d'approbation des tarifs et du revenu total	41
5.6. Procédure en matière de contrôle et application des tarifs	41
5.7. Justification au moyen de la comptabilité et de l'organisation administrative	44
5.8. Dispositions transitoire et finales.....	46
5.9. Dispositions diverses	46
ANNEXE 1.....	47

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) détermine ci-après sa méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL conformément à l'article 15/5bis de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : la loi gaz) pour la période régulatoire 2024-2027.

Depuis l'entrée en vigueur du Règlement (UE) 2017/460 de la Commission européenne du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz (ci-après : le Règlement (UE) 2017/460), et considérant la date butoir de la publication des tarifs au 31 mai 2023 (voy. son article 27.5), la CREG d'un part, Fluxys Belgium et Fluxys LNG d'autre part, ont convenu d'avancer la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire. D'ailleurs, la procédure d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs a elle aussi été accélérée en accord entre la CREG et les gestionnaires.

La présente méthodologie tarifaire à vocation à remplacer l'Arrêté (Z)1110/11 (ci-après : l'arrêté du 28 juin 2018)¹ de la CREG. Après une concertation sur un avant-projet d'arrêté avec les gestionnaires concernés, et après une consultation publique relative à un projet d'arrêté issu de ladite concertation, les adaptations seront introduites dans un projet d'arrêté adapté. Ce projet d'arrêté adapté est communiqué à la Chambre des Représentants le 3 juin 2022.

Enfin, la CREG fixera sa méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2024-2027 dans un arrêté, qui sera transmis aux gestionnaires, et que devra utiliser Fluxys Belgium pour l'établissement de sa proposition tarifaire relative à la période régulatoire 2024-2027.

Comme l'arrêté du 28 juin 2018, le présent arrêté comporte cinq parties. Le cadre légal est exposé dans la première partie. La deuxième partie reprend les antécédents. La troisième partie énumère les éléments fondamentaux de la méthodologie tarifaire. Le commentaire des articles est formulé dans la quatrième partie. La cinquième partie contient la méthodologie tarifaire proprement dite, y compris son annexe. Enfin, des annexes relatives aux modèles de rapport à la concertation avec les gestionnaires et à la consultation publique seront ajoutées. Comme déjà conçu dans l'arrêté du 28 juin 2018, et comme mentionné ci-avant, la procédure d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs ne fait pas partie de la méthodologie tarifaire *sensu stricto* conformément à la loi gaz ; ces dispositions sont reprises dans un accord séparé entre la CREG et les gestionnaires.

Ce projet d'arrêté adapté a été adopté par le comité de direction de la CREG le 2 juin 2022.

¹ CREG, Arrêté (Z)1110/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL, 28 juin 2018.

1. CADRE LEGAL

1. L'article 15/5bis, § 2, 1^{er} alinéa, de la loi gaz dispose que :

"après concertation structurée, documentée et transparente avec les gestionnaires concernés, la commission établit la méthodologie tarifaire que doivent utiliser le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et le gestionnaire d'installation de GNL pour l'établissement de leurs propositions tarifaires. "

2. L'article 15/5bis, § 2, alinéa 2, de la loi gaz ajoute que la méthodologie tarifaire précise notamment :

- *la définition des catégories de coûts qui sont couverts par les tarifs ;*
- *les règles d'évolution au cours du temps des catégories de coûts, y compris la méthode de détermination des paramètres figurant dans les formules d'évolution;*
- *les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau ;*
- *la structure tarifaire générale et les composantes tarifaires.*

3. La loi gaz prévoit que la méthodologie tarifaire doit être adoptée après concertation avec les gestionnaires concernés dont les modalités sont précisées dans un accord " *explicite, transparent et non-discriminatoire* ", conclu entre la CREG et les gestionnaires. A défaut d'accord à ce propos, la loi gaz prévoit une procédure minimale de concertation.

4. L'article 15/5bis, § 5, de la loi gaz énonce les lignes directrices que la CREG doit respecter dans l'élaboration de la méthodologie tarifaire.

5. L'article 15/5quater de la loi gaz dispose comme suit :

" La commission motive et justifie pleinement ainsi que de manière circonstanciée ses décisions en matière tarifaire, tant au niveau des méthodologies tarifaires que des propositions tarifaires, afin d'en permettre le contrôle juridictionnel. Lorsqu'une décision repose sur des motifs de nature économique ou technique, la motivation reprend tous les éléments qui justifient cette décision.

Lorsque ces décisions reposent sur une comparaison, la motivation comprend toutes les données prises en compte pour établir cette comparaison.

En vertu de son obligation de transparence et de motivation, la commission publie, sur son site Internet, les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses missions en vertu des articles 15/5bis à 15/5quinquies, ainsi que tout acte préparatoire, rapport d'experts, commentaire des parties consultées y afférents. Elle assure cette publicité en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles et/ou des données à caractère personnel. La commission établit à cette fin, après consultation des entreprises de gaz naturel concernées, des lignes directrices identifiant les informations tombant dans le champ de la confidentialité.

La commission joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des commentaires émis par les parties consultées. "

6. Les lignes directrices de la CREG concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou de leur caractère personnel, visées par l'article 15/5quater ont été publiées sur le site web de la CREG le 17 décembre 2021.

7. En vertu de l'article 15/14, § 2, alinéa 2, 9°, de la loi gaz, la CREG

"exerce les compétences tarifaires visées aux articles 15/5 à 15/5quinquies et contrôle l'application des tarifs par les entreprises de transport en ce compris leurs réseaux respectifs".

2. ANTECEDENTS ET CONSULTATION

8. En application des dispositions de l'article 15/5bis, § 2, de la loi gaz, le 16 décembre 2021, la CREG a conclu un accord² (ci-après : l'accord du 16 décembre 2021) avec les gestionnaires concernés, Fluxys Belgium et Fluxys LNG. Cet accord a été publié sur le site web de la CREG. Le 14 mars 2022, un avenant à l'accord du 16 décembre 2021 a été conclu entre les parties, réduisant le délai de la communication des documents avant la concertation à deux jours calendrier.

9. Conformément à l'article 7 dudit accord et son avenant, l'avant-projet d'arrêté a été soumis pour concertation aux gestionnaires le 18 mars 2022.

10. Conformément à l'article 33, § 4, du règlement d'ordre intérieur de la CREG, les dispositions du chapitre 4 sur la consultation préalable ne s'appliquent pas aux décisions relatives à la méthodologie tarifaire.

11. Par contre, conformément à l'article 8 dudit accord, le comité de direction de la CREG a décidé d'organiser une consultation publique du 21 avril au 12 mai 2022 sur le projet d'arrêté. A ce sujet, la CREG a établi un rapport de consultation.

12. Ensuite, la CREG a tenu compte de tous les constats pertinents résumés dans le rapport de consultation susmentionné et a établi le présent projet d'arrêté adapté.

13. Le projet d'arrêté adapté est communiqué pour information à la Chambre des Représentants le 3 juin 2022.

3. ELEMENTS FONDAMENTAUX DE LA METHODOLOGIE TARIFAIRE

3.1. RÉGULATION ET ACTIVITÉ RÉGULÉE

14. La concurrence sur le marché de l'énergie ne s'installe pas toute seule : l'intervention d'une autorité (= régulation) reste nécessaire en raison de barrières d'accès d'ordre légal ou stratégique (pouvoir de marché) ou d'obstacles naturels (technologie ou pénurie).

² Accord relatif aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport de gaz naturel, la gestion d'installation de stockage de gaz naturel et la gestion d'installation de GNL, et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs

La régulation porte sur deux grandes activités :

- la « création » de concurrence (« l'offre et la demande sur le marché engendrent un prix de marché »), où un fonctionnement de marché efficace est souhaité et possible ;
- la « régulation » des précédents engorgements liés aux monopoles (« l'imposition d'une offre raisonnable à un prix raisonnable »).

15. Dans les limites des choix posés, c'est-à-dire, d'une part, l'*unbundling* de l'ancien marché et, d'autre part, un « système d'accès régulé au réseau », le gestionnaire et l'autorité de régulation ont chacun leurs missions spécifiques.

16. Les missions légales respectives du gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire de stockage de gaz naturel et le gestionnaire de l'installation de GNL figurent à l'article 15/1 de la loi gaz, et dans les règlements européens applicables.

L'ensemble des tâches nécessaires à l'exécution des missions légales et réglementaires précitées est soumise à la régulation et constitue donc « l'activité régulée ».

L'ensemble de tâches que recouvre la notion d'activité régulée - principalement en raison du fait que son coût est supporté par les utilisateurs - n'est donc pas déterminé par le gestionnaire mais par les autorités compétentes.

17. Dans le cadre de cette méthodologie tarifaire, les tâches et interventions tarifaires de la CREG portent sur 3 éléments :

- approuver les tarifs d'accès régulés, établis en fonction des coûts, sur la base d'un budget (revenu) nécessaire à l'exécution des missions légales et réglementaires (de gestion du réseau et de facilitation de marché) confiées au GRT ;
- réguler les bénéfices (la limitation du bénéfice d'exploitation tiré des activités régulées à un niveau raisonnable) ;
- inciter (encourager, stimuler) le GRT à gagner en qualité et en efficacité (et donc, à terme, à baisser les tarifs régulés, avec à la clé une diminution des coûts pour les utilisateurs du réseau).

La présente méthodologie tarifaire constitue le cadre de mesures dans lequel la CREG exerce sa régulation tarifaire.

3.2. EVOLUTION DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

Le présent projet d'arrêté vise à déterminer la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL conformément à l'article 15/5*bis* de la loi gaz.

A travers la définition de la méthodologie tarifaire, la CREG souhaite mettre en œuvre les principes traditionnels de transparence, de non-discrimination et de proportionnalité. En particulier, la présente méthodologie tarifaire propose des incitants dans le respect des lignes directrices prévues à l'article 15/5*bis*, § 5 de la loi gaz, favorisant la performance, la sécurité d'approvisionnement, l'intégration du marché du gaz naturel, ainsi que la recherche et le développement. Des nouveaux incitants concernant la transition énergétique et la qualité de service sont alors introduits en plus de celui concernant l'efficacité des coûts. La part revenant aux tarifs futurs variera entre 50 % jusqu'au 75 % de la maîtrise de coûts réalisée par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et le gestionnaire de stockage.

Comme par le passé, la rémunération des gestionnaires sera, en principe, calculée en appliquant un pourcentage de rendement à la valeur de l'actif régulé. Dans une perspective d'une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché libéralisé, et permettant au marché financier de déterminer avec une sécurité raisonnable la valeur du gestionnaire, les paramètres constituant du pourcentage de rendement sont fixés ex-ante sans correction ex-post. Dans le contexte de transition énergétique, le gestionnaire de l'activité de transport doit veiller à optimiser l'utilisation du réseau de transport et à contribuer à l'optimisation du « *repurposing* ».

La CREG a constaté que le rapport fonds propres/fonds empruntés permettant de bénéficier d'un rating de qualité suffisante est de 40/60.

La CREG maintient en majeure partie les durées d'amortissements telles que prévues dans la précédente Méthodologie Tarifaire. Ces durées se basent sur une comparaison internationale. Afin de continuer à mener une politique cohérente de valorisation des actifs, la CREG décide de ne pas y apporter de modifications ; les canalisations investies après 2000 ainsi que les installations investies après 2023 peuvent être complètement amorties en 2050.

Depuis l'entrée en vigueur du Règlement (UE) 2017/460, nombre de changements se sont avérés nécessaires, à la fois au niveau de la méthodologie tarifaire, de la procédure d'approbation des propositions tarifaires, et de la proposition tarifaire proprement dite.

En ce qui concerne la procédure d'approbation des tarifs, un calendrier accéléré est convenu afin d'avoir avant fin mai 2023 des tarifs applicables à partir du 1^{er} janvier 2024. En outre, il est prévu qu'en cas de passage à de nouveaux services et/ou d'adaptation de services existants et/ou d'adaptation des tarifs pour répondre aux besoins du marché, le gestionnaire peut soumettre une proposition tarifaire actualisée à l'approbation de la CREG au cours de la période régulatoire, et que les délais de traitement sont divisés par deux. Enfin, les gestionnaires ne doivent qu'introduire une seule version papier de leur proposition tarifaire et rapport tarifaire.

Il est important de noter que les tarifs applicables aux nouvelles installations ou aux extensions d'installations de stockage ou de GNL, ou aux nouvelles installations ou extension d'installations renforçant la sécurité d'approvisionnement peuvent bénéficier d'une durée d'application plus longue, ainsi que couvrir un niveau de marge équitable spécifique.

Dans un souci de transparence, la CREG publiera l'état de la procédure d'adoption des propositions tarifaires ainsi que, le cas échéant, une version non confidentielle des propositions tarifaires déposées par le gestionnaire du réseau.

Étant donné l'importance de disposer d'un réseau sûr, fiable et efficace pour assurer la continuité de l'approvisionnement en gaz naturel, un suivi des investissements est nécessaire dès le début de la proposition de projet et l'analyse de faisabilité jusqu'à la phase de mise en œuvre et la mise en service. Dans ce but, un suivi semi-annuel des investissements est maintenu.

4. COMMENTAIRES DES ARTICLES

4.1. DÉFINITIONS ET CHAMP D'APPLICATION

Art. 1

Cet article prévoit que les définitions figurant à l'article 1 de la loi gaz s'appliquent également à la méthodologie tarifaire.

Art. 2

Dans cet article, la CREG définit un certain nombre de notions utilisées dans la méthodologie tarifaire.

Art. 3

Le champ d'application de la méthodologie tarifaire est défini dans cet article.

4.2. STRUCTURE TARIFAIRE GÉNÉRALE

Art. 4

Cet article codifie la méthode de travail pratique actuelle par laquelle le gestionnaire soumet d'abord à la CREG une proposition de (d'adaptation du) programme de services (en respectant les exigences de consultation du code de bonne conduite), suite à l'approbation duquel un tarif doit être approuvé.

Il est précisé que les tarifs sont appliqués pour une année tarifaire d'une période régulatoire, l'objectif étant de clarifier le fait que les tarifs sont approuvés pour une période tarifaire entière mais qu'ils peuvent être différents chaque année. Une telle méthode de travail contribue à une transition plus progressive vers les tarifs de la période régulatoire suivante, d'une part, et facilite le suivi et le rapport financiers du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et du gestionnaire de stockage, d'autre part.

Art. 5

Cet article raffermit la règle de l'article 4.3 du Règlement (UE) 2017/460 en stipulant que les tarifs sont en principe exprimés en capacité, étant donné qu'il s'agit du principal générateur de coûts. Les exceptions sont autorisées dans deux cas.

Deux autres paragraphes proviennent de l'article 6 du Règlement (UE) 2017/460.

Art. 6

Cet article met en œuvre l'art. 18 du Règlement (CE) n° 715/2009, ainsi que l'article 30 du Règlement (UE) 2017/460 en imposant cette obligation au gestionnaire.

Art. 7

Cet article détaille les obligations en matière de publication des tarifs sans préjudice aux dispositions du chapitre VIII du Règlement (UE) 2017/460.

4.3. LE REVENU TOTAL A COUVRIR PAR LES TARIFS

4.3.1. Généralités

Art. 8

Cet article définit les deux éléments du revenu total nécessaire à l'exécution des activités régulées en Belgique et qui doit être intégralement couvert par les tarifs régulés : il s'agit de l'ensemble des coûts nets du gestionnaire nécessaires à ces activités, d'une part, et de l'ensemble des rémunérations octroyées au gestionnaire, d'autre part.

4.3.2. Coûts

Art. 9

Cet article précise que seuls les coûts qui n'ont pas été jugés déraisonnables par la CREG peuvent être couverts par les tarifs. A cet égard, il fait référence au point 5.4 *infra* reprenant des critères concrets.

Art. 10

La deuxième ligne directrice contenue dans l'article 15/5bis, § 5 de la loi gaz dispose que la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces à l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, au gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et au gestionnaire d'installation de GNL ainsi que pour l'exercice de leurs activités de gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, de gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et de gestionnaire d'installation de GNL. C'est pourquoi cet article liste les différents coûts et réductions de coûts pertinents et les répartit en deux différentes catégories en fonction du degré de contrôle que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et le gestionnaire de stockage exercent sur ceux-ci :

1. les coûts non-gérables, sur lesquels le gestionnaire de réseau combiné n'a pas ou peu de contrôle ;
2. les coûts gérables, sur lesquels le gestionnaire de réseau combiné exerce un contrôle.

Cette distinction sera utilisée *infra* afin de définir les différents incitants en matière de maîtrise des coûts.

Ces dispositions confirment également que le revenu intérieur issu de la production activée reste considéré comme un revenu non gérable. En considérant intégralement tous les frais de personnel comme des coûts gérables (et en considérant les activations internes comme non gérables), la CREG entend :

- considérer le coût du personnel comme un ensemble et en assurer comme tel le suivi ;
- neutraliser cette opération étant donné que les amortissements résultant de leur activation sont également non gérables ;
- ne pas conditionner l'octroi de gains d'efficacité à une politique d'entreprise décidant de l'activation ou non.

Art. 11

Cet article dispose que les gestionnaires maintiennent le coût des services offerts à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant ce coût. Il s'agit d'une obligation de moyen pour les gestionnaires.

0

Conformément à la ligne directrice 18° contenue dans l'article 15/5bis, §5 de la loi gaz, cet article dispose que la subsidiation croisée entre activités régulées et non régulées n'est pas autorisée.

Ensuite, cet article explique également l'objectif de l'allocation des coûts.

Pour ce qui concerne le gestionnaire du réseau de transport, le choix d'une méthode d'allocation de coûts sera déterminé par le Règlement (UE) 2017/460.

4.3.3. Rémunération

4.3.3.1. Principes généraux

Art. 13

Cet article comporte l'aperçu des rémunérations susceptibles d'être octroyées aux gestionnaires. Outre la marge équitable qui constitue la rémunération "traditionnelle" pour les capitaux investis dans les réseaux, un certain nombre d'incitants peuvent être octroyés, en exécution de la ligne directrice 19° contenue dans l'article 15/5bis, § 5, de la loi gaz.

4.3.3.2. Marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau

Art. 14

Cette disposition s'inscrit dans l'esprit de la ligne directrice 9° contenue dans l'article 15/5bis, § 5 de la loi gaz, qui dispose que la rémunération normale des capitaux investis dans les actifs régulés doit permettre au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, au gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et au gestionnaire d'installation de GNL, de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions.

La marge bénéficiaire constitue, comme précédemment, la rémunération normale des capitaux investis dans le réseau. Cette dernière notion constitue un fil rouge repris dans les différentes versions consécutives de la loi gaz.

Depuis le lancement de la régulation, le régulateur a interprété la notion de 'capital investi' comme le concept financier *Invested capital* et la marge à accorder sur cette base comme un *return on capital*.

Ce concept visait et vise toujours tous les moyens que les gestionnaires doivent investir pour exécuter leurs activités régulées de manière efficiente et pour permettre le développement optimal des installations de transport.

Dans une entreprise *in going concern*, les immobilisations ne sont pas les seules à revêtir un caractère permanent: les éléments du fonds de roulement (actifs et passifs) revêtent aussi un caractère 'durable' et sont considérés d'un point de vue économique comme un élément de la RAB.

Les capitaux investis dans le réseau se composent par conséquent de la somme de la valeur des immobilisations régulées et d'une forme particulière du fonds de roulement, à savoir le "besoin en

fonds de roulement" (voir Art. 16 ci-dessous). La marge équitable est calculée en appliquant le pourcentage de rendement aux capitaux investis dans le réseau.

4.3.3.2.1. *L'actif régulé*

Art. 15

§ 1. Conformément à la notion usuelle d'*Invested capital*, les capitaux investis dans le réseau sont toujours basés sur l'évaluation réalisée en 2002 par Fluxys Belgium et Fluxys LNG basée sur les rapports de deux experts indépendants et par les reviseurs d'entreprises BDO mandatés par la CREG. La CREG estime toujours que la partie de la plus-value reprise dans la valorisation précitée ne porte que sur les immobilisations corporelles.

§ 2. Depuis la détermination initiale de la valeur des capitaux investis, leur montant évolue dans le temps sur un certain nombre d'éléments. Les règles d'évolution figurent au § 2.

La CREG maintient en majeure partie les durées d'amortissements telles que prévues dans la précédente Méthodologie Tarifaire. Ces durées se basent sur une comparaison internationale. Afin de continuer à mener une politique cohérente de valorisation des actifs, la CREG décide de ne pas y apporter de modifications ; les canalisations investies après 2000 et les installations investies après 2023 peuvent être complètement amorties en 2050.

La CREG considère les amortissements comme raisonnables uniquement si la durée d'amortissement est conforme à la durée de vie technique des actifs. Cependant, la CREG constate que de nouveaux actifs corporels doivent être ajoutés conformément aux compétences et investissements des gestionnaires.

Concernant le "besoin en fonds de roulement", les dettes portant intérêt ne font pas partie du besoin en fonds de roulement.

En ce qui concerne la définition des liquidités opérationnelles nécessaires, la CREG maintient la limitation à 1/12 des investissements, 1/12 des achats et 50 % du dividende.

4.3.3.2.2. *Le pourcentage de rendement*

Art. 16

Conformément à la loi gaz, la CREG vise une rémunération équitable des capitaux investis dans le réseau qui est conforme au marché et, qui tient compte du risque réel supporté par les investisseurs.

Concernant le coût des fonds propres, le dit Capital Asset Pricing Model (ci-après : CAPM) répond à ces caractéristiques. Ce modèle financier tient compte spécifiquement et de manière objective de la relation entre, d'une part, le rendement attendu par un investisseur d'une part et, d'autre part, le niveau de risque d'un investissement dans les actions du gestionnaire du réseau.

Sur base du CAPM, la rémunération de la partie des fonds propres qui sert à financer les capitaux investis dans le réseau est donc égale à un taux d'intérêt sans risque (voir l'article 17, § 1^{er}) plus la prime de risque du marché (voir l'article 17, § 3) multipliée par le paramètre Beta du gestionnaire concerné (voir l'article 17, § 4).

Concernant le coût des fonds empruntés, depuis le début de la régulation tarifaire, la CREG a cependant opté pour le système dit *embedded debt* : les coûts financiers sont reconnus comme des coûts non-gérables qui peuvent être récupérés via les tarifs du réseau. Ce faisant, seule une

rémunération pour la partie ‘fonds propres’ utilisée pour le financement de la RAB doit encore être prévue dans le calcul du pourcentage de rendement.

0

Dans le présent article, le CREG examine plus en détail les trois composantes du CAPM dans les circonstances actuelles pour la période réglementaire envisagée sans préjudice pour les périodes suivantes. Il convient de souligner que certains choix posés pour un paramètre ont un impact sur le choix d’un autre paramètre : ainsi l’utilisation de la prime de risque d’un marché géographique donné nécessite de calculer le paramètre Beta en fonction de l’évolution du return sur ce marché géographique donné alors que l’utilisation d’un taux sans risque avec une maturité donnée nécessite l’utilisation d’une prime de risque du marché calculée en fonction du taux d’intérêt sans risque ayant la même maturité. De facto, au risque de rendre cette appréciation imparfaite, la position adoptée par la CREG à l’égard d’un paramètre donné doit impérativement être appréciée eu égard à la position adoptée par la CREG pour les deux autres paramètres.

La CREG souligne que, dans le cadre de l’élaboration de la présente méthodologie tarifaire 2024-2027, la CREG a réévalué le bienfondé du maintien d’une prime d’illiquidité dans le cadre de l’application du CAPM. Une étude commandée par la CREG auprès de 3 professeurs d’université³ a conclu que l’application d’une prime d’illiquidité n’était plus justifiée pour le gestionnaire du réseau. Ce faisant, à partir du 1^{er} janvier 2024, aucune prime d’illiquidité ne sera dorénavant appliquée pour le gestionnaire du réseau.

§ 1. Cette disposition fixe les modalités de calcul du taux d’intérêt sans risque.

Le taux d’intérêt sans risque utilisé dans le CAPM est le taux de rendement d’un actif qui doit notamment présenter une absence de risque de défaut dans le chef du débiteur ainsi qu’une absence de risque de liquidité, c’est-à-dire la possibilité d’acheter ou de vendre à tout moment n’importe quelle quantité de cet actif.

L’utilisation du taux de rendement des obligations de son propre Etat est une pratique courante parmi les régulateurs européens. C’est ainsi que, depuis le début de la régulation, le CREG a utilisé le rendement des obligations linéaires émises par les autorités belges (ci-après : l’OLO) comme taux d’intérêt sans risque.

Afin de prévenir que l’importante volatilité du taux des obligations d’Etat observée ces dernières années impacte négativement les possibilités de financement du gestionnaire du réseau combiné, et comme ses collègues régulateurs européens, la CREG fixe la valeur du taux d’intérêt sans risque applicable au cours d’une période réglementaire avant le début de cette période réglementaire. Pour ce faire, la CREG s’est basée sur la même méthodologie que celle suivie pour fixer le taux d’intérêt sans risque applicable durant la période réglementaire 2020-2023 : la CREG se base sur la moyenne arithmétique des dernières prévisions publiées par le Bureau Fédéral du Plan⁴ concernant le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d’une durée de 10 ans émises par les autorités belges au cours de chaque année de la période réglementaire concernée, à savoir 2024-2027. Vu le contexte géopolitique actuel, la valeur de 1,6% pourra toutefois être revue par la CREG à la hausse, d’ici au 30 juin 2022 et jusqu’à un maximum de 1,68%, sur la base de la moyenne arithmétique des dernières prévisions publiées par le Bureau Fédéral du Plan au 29 juin 2022 concernant le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d’une durée de 10 ans émises par les autorités belges au cours de chaque année de la période réglementaire concernée, à savoir 2024-2027.

³ Oosterlinck K., Pirotte H. et Szafarz A., *Etude de l’introduction d’une prime d’illiquidité dans un modèle de type CAPM*, janvier 2022

⁴ Bureau Fédéral du Plan, Perspectives économiques 2022-2027 de février 2022, 24 février 2022

§ 2. Cette disposition fixe les modalités de calcul de la prime de risque individuelle liée au gestionnaire concerné. Etant donné que les actions du gestionnaire de réseau combiné sont cotées à la bourse Euronext Bruxelles, les données de ce marché financier belge sont utilisées.

§ 3. Depuis le début de la régulation, la CREG a fixé le niveau de la prime de risque du marché belge à 3,5%, et ce sur la base de la valeur la plus élevée reprise dans les études commandées auprès de trois conseillers externes qu'elle avait désigné. Les points de départ de la CREG étaient à l'époque:

- 1) une détermination sur la base de données historiques (donc non prospectives) ;
- 2) un calcul sur les 40 dernières années ;
- 3) un calcul sur la base de la moyenne géométrique de la différence entre le return du marché des actions, d'une part, et la rente OLO sur 10 ans, d'autre part.

Tout comme cela était déjà le cas au début de la régulation, la CREG reste d'avis que les données prospectives obtenues par exemple sur la base d'un sondage auprès de banques, brokers et/ou analystes financiers fluctuent grandement en fonction de l'identité de la personne interrogée, du moment où ce sondage prend place et de la formulation de la question posée: de facto, ces données prospectives ne constituent pas une base de travail objective pour fixer début de l'année 2022 le niveau d'une prime de risque de marché qui ne sera appliquée qu'à partir de 2024 et durant une période de 4 années, tant pour rémunérer des nouveaux investissements que des investissements qui ont été réalisés il y a déjà plusieurs années.

L'approche historique suivie par Elroy Dimson, Paul Marsh et Mike Staunton de la London Business School, dont les résultats font l'objet d'une publication annuelle du Crédit Suisse, constitue une source faisant autorité en la matière sur laquelle de nombreux régulateurs européens basent leurs décisions. La CREG constate par ailleurs que les résultats précédemment obtenus par Elroy Dimson, Paul Marsh et Mike Staunton de la London Business School ont été confirmés en 2014 par les travaux de professeurs de l'Université d'Anvers, qui ont analysé la prime de risque du marché belge entre 1838 et 2010 : la prime de risque du marché belge calculée sur la base d'une moyenne géométrique est selon la publication du Crédit Suisse⁵ de 2,4% sur la période 1900-2013 et, selon l'Université d'Anvers⁶, de 2,5 % sur la période 1838-2010. Ces résultats concordants illustrent la robustesse de l'approche historique que la CREG suit depuis le début de la régulation.

Sur la période 1900-2020, la publication du Crédit Suisse parue en 2021⁷ aboutit à une prime de risque du marché belge de 2,0% lorsqu'elle est calculée sur la base d'une moyenne géométrique et de 4,1% lorsqu'elle est calculée sur la base d'une moyenne arithmétique. La moyenne de ces moyennes géométrique et arithmétique, qui est l'indicateur utilisé comme référence par notamment les régulateurs néerlandais et allemand, est égale à 3,05%.

Ces publications montrent de façon convaincante que la prime de risque du marché belge des actions a toujours fait partie des plus basses du monde et que le maintien d'une prime de risque du marché belge à 3,5 % n'implique pas de sous-estimation.

§ 4. Le paramètre Beta illustre le risque systémique d'un investissement dans des actions de l'entreprise individuelle par rapport au risque global du marché financier concerné. Les Betas pour les gestionnaires sont fixes étant donné que la sensibilité du cours de l'action du gestionnaire de réseau combiné par rapport aux fluctuations du marché n'est pas représentative de leur sensibilité intrinsèque (trop peu de titres sont cotés en bourse) pour ce qui concerne l'activité de transport et de stockage et que la société Fluxys LNG SA pour l'activité de terminalling n'est pas cotée du tout. En plus

⁵ Crédit Suisse, *Crédit Suisse global investment returns yearbook 2014*, février 2014

⁶ Annaert, Buelens, Deloof, *Long-run stock returns: evidence from Belgium 1838-2010*, 2014

⁷ Crédit Suisse, *Crédit Suisse global investment returns yearbook 2021*, février 2021

les activités de stockage et terminalling GNL sont plus souvent non régulées en Europe. Ces activités subissent également une concurrence plus forte et ne bénéficient en outre pas d'un marché captif. Par rapport au transport de gaz naturel, ces activités sont d'une taille plus petite en Belgique car elles consistent en une infrastructure unique et dédiée. Pour ces raisons, la CREG est d'avis que si ces activités étaient cotées en bourse, elles subiraient une volatilité plus forte. C'est pourquoi la CREG fixe le Beta à 0,83 pour l'activité de transport. Cette valeur est égale à celle reprise dans les récentes décisions tarifaires prises par les régulateurs allemands et néerlandais, corrigée pour le taux d'imposition moyen pour Fluxys Belgium et le rapport cible des fonds propres / fonds empruntés. Pour les activités de stockage et de terminalling GNL, la CREG fixe le Beta à 0,96, c'est-à-dire avec la même majoration que par rapport au Beta de l'activité de transport dans la méthodologie tarifaire 2020-2023.

0

Le principe *embedded debt* nécessite non seulement une gestion financière professionnelle, mais aussi que les gestionnaires puissent attirer les fonds empruntés à un coût acceptable. Pour cela, une structure financière favorable s'avère nécessaire. Seule la combinaison qui associe le pourcentage de rendement à un coût raisonnable pour attirer les fonds empruntés est pertinente pour l'utilisateur du réseau d'un point de vue tarifaire.

L'utilisation d'un facteur S, pour le calcul de la rémunération des fonds propres avec lesquels la RAB est financée, a pour objectif d'inciter les gestionnaires à adopter une structure financière optimale en utilisant le levier financier sans toutefois mettre la solvabilité de l'entreprise en péril. De cette manière, les coûts de financement (capitaux propres et capitaux de tiers) sont minimisés.

La CREG constate que le rapport fonds propres/fonds empruntés permettant de bénéficier d'un rating de qualité suffisante est de 40/60.

Art. 19

Cette disposition détaille sur quelles bases les gestionnaires doivent établir les paramètres de la marge équitable dans sa proposition tarifaire et dans ses rapports tarifaires.

Art. 20

Cet article est conforme à l'article 15/5bis, § 5, 21°, de la loi gaz, qui prévoit que la méthodologie tarifaire applicable à certains types d'infrastructures peut déroger aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel afin d'en permettre le développement à long terme. Dans la mesure où la CREG élabore une seule méthodologie tarifaire pour les trois types d'infrastructures (transport, stockage, GNL), c'est la présente méthodologie qui autorise la CREG à prévoir les dérogations nécessaires.

Au sens de la loi gaz, une « nouvelle installation » est une installation de gaz naturel qui n'est pas achevée au plus tard le 4 août 2003 (art. 1^{er}, 41°).

D'un point de vue économique, ces dérogations sont nécessaires. En effet, la réglementation tarifaire prévoit ces dérogations depuis de nombreuses années. Il est renvoyé à cet égard à l'Arrêté Royal du 15 décembre 2003 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des entreprises de transport de gaz naturel actives sur le territoire belge pour leurs nouvelles infrastructures de transport reconnues comme d'intérêt national ou européen et nécessaires pour permettre le développement à long terme de celles-ci (Moniteur Belge, 23 décembre 2003), abrogé (et remplacé) par l'Arrêté Royal du 8 juin 2007 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires visés à la loi du 12 avril 1965 et actifs sur le territoire belge pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour le stockage de gaz naturel et leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel

de GNL, ainsi que pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour la capacité destinée au transit et nécessaires pour permettre le développement à long terme de ces installations (Moniteur Belge, 19 juin 2007).

Ce dernier Arrêté Royal a certes été abrogé par la loi du 8 janvier 2012 ; toutefois, l'arrêté de la CREG du 24 novembre 2011 fixant les méthodes provisoires de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès au réseau de transport de gaz naturel, installations de stockage du gaz naturel et installations de GNL contenait également des mesures similaires.

S'agissant des infrastructures de GNL, la CREG a déjà adopté une décision en la matière, sur la base de l'Arrêté Royal du 15 décembre 2003. Cette décision approuve la proposition tarifaire pluriannuelle de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation des capacités du terminal GNL de Zeebrugge après 2006 et vaut jusqu'à l'année 2026. Le 29 novembre 2012, la CREG a adopté la décision (B)121129-CDC-657G/06 relative à la proposition tarifaire actualisée de Fluxys LNG, ainsi prolongeant la durée d'application des tarifs jusqu'au 1^{er} avril 2027. Le 2 octobre 2014, la CREG a adopté la décision (B)141002-CDC-657G/10 sur la proposition tarifaire actualisée de Fluxys LNG, ainsi prolongeant la durée d'application des tarifs jusqu'au 31 mars 2039. L'article en projet ne porte nullement atteinte à cette décision et lui donne, au contraire, une nouvelle base légale.

Certaines infrastructures spécifiques ont également bénéficié d'un niveau de marge équitable plus avantageux. Il s'agit d'infrastructures visées par l'article 6 du Règlement (UE) 2017/1938 du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le Règlement (UE) 994/2010. Le régime applicable à ces infrastructures a été défini, conformément à la réglementation en vigueur à l'époque, dans un accord passé entre la CREG et Fluxys Belgium, suite au rejet initial de la proposition tarifaire par la CREG et l'imposition de tarifs provisoires. Les infrastructures visées sont les installations de transport « VTNbis », « Noord-Zuid » et « Alveringem-Maldegem », qui contribuent, au sens du règlement précité, à garantir la capacité et la flexibilité suffisantes en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière, ainsi qu'à garantir la capacité bidirectionnelle permanente sur les flux transfrontaliers. Le régime spécifique qui est prévu pour ces infrastructures est conforme au Règlement (UE) 2017/1938 qui permet aux autorités de régulation d'accorder des mesures incitatives appropriées afin d'encourager les Etats membres à se conformer à leurs obligations en matière de sécurité d'approvisionnement. La disposition en projet confère dès lors une nouvelle base légale à ce régime.

4.3.3.3. Incitants à la maîtrise des coûts

Art. 21

Considérant que le gestionnaire de réseau combiné n'a pas de contrôle sur l'évolution des coûts non-gérables, cet article dispose que l'écart entre le budget et les coûts réels non-gérables est intégralement affecté au revenu total des périodes tarifaires suivantes. Le gestionnaire de réseau combiné n'est donc pas exposé à l'évolution de ces coûts car aucun incitant à la maîtrise de ces coûts n'est par définition possible pour cette partie du revenu total.

0

Considérant que, hors inflation, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et le gestionnaire de stockage de gaz naturel ont un contrôle important sur l'évolution des coûts gérables, cet article dispose que, tout en tenant compte de l'inflation réellement observée, l'écart entre le budget et la réalité est affecté à hauteur 50 % au revenu total des périodes tarifaires suivantes et à hauteur de 50 % aux gestionnaires concernés. Cette répartition a pour objectif d'aligner les intérêts des gestionnaires avec ceux des utilisateurs du réseau en donnant un incitant aux gestionnaires pour les initiatives ayant permis des réductions de coûts. Si le gestionnaire dépasse certains seuils de maîtrise de coûts, il ne

peut plus, pour la partie qui dépasse ces seuils, en retenir que 25 %, tandis que le solde revient aux tarifs futurs.

Considérant que le volume d'investissements à effectuer est susceptible de fortement fluctuer d'années en années au cours d'une même période tarifaire, le recours à 4 budgets annuels permet de garantir au gestionnaire de réseau combiné qu'il disposera des ressources suffisantes lors des années où d'importants investissements doivent prendre place tout en assurant à l'utilisateur du réseau que les ressources seront réduites les années où moins d'investissements doivent être entrepris. Par ailleurs, cette manière de procéder permet de prendre en compte l'impact qu'ont certains investissements effectués en début de période régulatoire sur le montant de certaines catégories d'OPEX au cours de la deuxième partie de la période régulatoire. A titre d'exemple, il est possible de prendre en compte au cours d'une même période tarifaire la diminution des charges locatives qu'entraîne l'acquisition d'un nouveau bâtiment.

Cette disposition s'inscrit en outre dans l'esprit de la ligne directrice 19° contenue dans l'article 15/5bis, § 5 de la loi gaz, qui dispose que la méthodologie tarifaire doit encourager le gestionnaire de réseau combiné à améliorer ses performances, et de la ligne directrice 15° contenue dans l'article 15/5bis, § 5 de la loi gaz, qui dispose que la commission fixe les catégories de coûts non soumises à une éventuelle régulation incitative. Elle respecte également la ligne directrice 4° contenue dans l'article 15/5bis, § 5 de la loi gaz, qui dispose que la méthodologie tarifaire permet le développement équilibré du réseau de transport de gaz naturel, d'installations de stockage de gaz naturel et /ou d'installations de GNL, conformément aux plans d'investissement tels qu'approuvés le cas échéant par les autorités compétentes.

4.3.3.4. *Incitants destinés à l'amélioration de l'intégration du marché, de la sécurité d'approvisionnement et de la qualité des prestations ainsi qu'à la réalisation d'un niveau adéquat de recherche et développement*

Art. 23

Cet article exécute la ligne directrice de l'article 15/5bis, § 5, 19° de la loi gaz et donc l'article 41.8 de la directive 2009/73/CE: ainsi, la présente méthodologie tarifaire prévoit la possibilité d'octroyer des incitants aux gestionnaires en vue d'améliorer les performances, de favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et de mener la recherche et le développement nécessaires à leurs activités.

La CREG formule des objectifs de performances concrets, spécifiques et mesurables .

Si le gestionnaire réalise ces objectifs, une rémunération supplémentaire lui est octroyée, laquelle s'apparente dès lors à un incitant.

Cet article comporte les grands principes relatifs à ces incitants. Dans le cadre d'une décision qui fera l'objet d'une consultation des gestionnaires, c'est la CREG qui en déterminera les modalités finales (§ 1^{er}), dont notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de détermination des objectifs, et qui octroiera ex post le montant de chaque incitant (§ 2). Cette décision doit être prise avant l'introduction de la proposition tarifaire et est publiée sur le site internet de la CREG.

Contrairement à la marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau, il s'agit de montants avant application de l'éventuel impôt sur les sociétés (§ 3). Ce dernier est donc inclus dans le montant de chaque incitant.

Il est entendu que l'enveloppe globale des incitants, faisant partie de la rémunération équitable, représente un montant fixe si tous les objectifs sont atteints. Concrètement, si l'incitant sur les gains

d'efficience devait dépasser le niveau anticipé, ce dépassement viendra en diminution des autres incitants.

Art. 24

Cet article présente les douze incitants concrets pour la période réglementaire 2024-2027 en ce qui concerne :

1. la réduction des émissions de méthane et de CO₂ ;
2. l'efficacité énergétique, ainsi que la production d'énergie verte pour les besoins propres ;
3. la réalisation des investissements nécessaires pour la conversion L/H, des connexions des nouvelles centrales au gaz, du renforcement des besoins en matière de transit ou la réaffectation des canalisations rendues disponibles vers d'autres activités;
4. la vente de capacités à court terme additionnelles ;
5. la disponibilité des capacités fermes contractées de transport ;
6. la disponibilité d'une plateforme pour le marché secondaire pour les installations de stockage et GNL ;
7. la digitalisation et la cybersécurité ;
8. la disponibilité de la plateforme électronique de données et des données commerciales sur le site web ;
9. le développement de nouveaux services en concertation avec les utilisateurs via les plateformes de concertation ou rencontres récurrentes avec les utilisateurs;
10. le respect de la maintenance planifiée à long terme des installations GNL;
11. la mise en place des outils permettant d'optimiser les capacités de sortie du réseau ;
12. la mise à disposition et le maintien d'une plateforme permettant de traiter les offres dans le cadre du plan de solidarité.

Il s'agit d'incitants qui encouragent le gestionnaire à fournir des efforts supplémentaires dans le cadre de ses missions et au profit des utilisateurs, voire de la société, même si ces bénéfices ne sont pas nécessairement visibles via les tarifs.

Afin que les tarifs calculés soient proportionnels et couvrent les coûts, le gestionnaire tient, dans une certaine mesure, déjà compte de la charge tarifaire des incitants lors de l'introduction de sa proposition tarifaire.

4.4. CRITERES POUR APPRECIER LE CARACTERE RAISONNABLE DES COUTS

Art. 25

Cet article reprend les critères de raisonnabilité.

Art. 26

1^{er} critère : nécessité pour l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur incombant au gestionnaire, ou à l'exploitation des installations de manière sûre et efficace conformément aux standards d'un opérateur gazier prudent et diligent, ou contribuant à un meilleur taux d'utilisation des installations de transport à coût raisonnable

h) Considérant que la ligne directrice 18° contenue dans l'article 15/5 bis, §5 de la loi gaz dispose que la subsidiation croisée entre activités régulées et non régulées est interdite, ce critère reprend notamment des règles qui doivent impérativement être respectées en matières notamment de charges de personnel et de charges financières afin d'éviter toute subsidiation croisée.

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. Ces coûts indirects mis à charge des activités non régulées sont fixés sur la base de clés de répartition proposées à la CREG par les gestionnaires.

Art. 27

2^{ème} critère : respecter lorsqu'ils s'appliquent les règles de calcul et d'évaluation, méthodes, arrêtés et/ou des décisions imposées par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou la CREG et fournir une justification suffisante

i) Ce critère reprend la ligne directrice 13° contenue dans l'article 15/5bis, § 5 de la loi gaz.

Art. 28

3^{ème} critère : respect de l'intérêt général

4.4.1. Dispositions générales

Aux dispositions générales existantes de ce troisième critère principal ont été ajoutées un certain nombre de critères spécifiques qui seront utilisés pour certaines rubriques du revenu total et du budget d'investissement, telles que les dépenses d'investissement.

4.4.2. Critères relatifs aux dépenses d'investissement

Comme le prévoit l'article 15/5bis, § 5, 2° de la loi gaz, la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts. Les investissements dans la RAB et les amortissements de l'infrastructure font partie du revenu total des gestionnaires qui doit être couvert par les tarifs. La CREG contrôlera si les investissements sont effectués de manière efficiente. L'article 28 de la méthode tarifaire illustre comment la CREG contrôle le caractère efficient.

Sur la base de l'article 15/5bis, § 5, 4° de la loi gaz, la méthodologie tarifaire doit être conforme aux plans, afin que les gestionnaires disposent des moyens nécessaires pour exécuter cet investissement. Cela ne signifie toutefois pas que tous les coûts de ces investissements que le gestionnaire de réseau prévoit doivent être simplement acceptés. Les gestionnaires sont en effet tenu d'exécuter les investissements nécessaires de la façon la plus efficiente possible.

La CREG évaluera l'efficacité de ces investissements sur la base d'une analyse coût-bénéfice. Les gestionnaires sont donc tenu d'examiner les différentes options technico-économiques possibles pour exécuter l'investissement, sur la base d'une analyse coût-bénéfice. Le choix de l'option finale d'investissement doit être expliqué par les gestionnaires à la CREG sur la base de l'analyse coût-efficacité et la CREG doit approuver l'option choisie.

Conformément aux recommandations européennes le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pourra faire des investissements pour soutenir le transport de gaz naturel vers l'Allemagne.

Art. 29

4^{ème} critère : les éléments du revenu total qui ne peuvent pas être évités ou qui doivent être réalisés par les gestionnaires

d) Ce critère vise notamment à s'assurer que les coûts résultant de transactions avec des entreprises tierces sont conformes au marché tout en s'assurant que les filiales ou entreprises liées non-régulées des gestionnaires ne puissent pas dégager des marges en facturant des prestations à un coût supérieur à celui qui aurait été supporté par les gestionnaires si cette prestation avait été réalisée par du personnel propre. La CREG veut ainsi éviter que le simple transfert de personnel d'une filiale régulée à une société liée non-régulée permette de générer une marge qui augmentera les tarifs. De l'autre côté, les revenus qui 'logiquement' (principe d'un bon père de famille) doivent être réalisés doivent réellement être facturés par les gestionnaires.

0

5^{ème} critère : lorsque cette comparaison est possible, les éléments du revenu doivent soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des sociétés ayant des activités similaires dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulateurs

Dans ce cinquième point figure non seulement un critère existant pour l'évaluation des coûts des Conseils d'Administration, mais aussi un plafond clairement défini qui peut être mis à charge des activités régulées en Belgique en tant que rémunération du président et des membres du Comité de direction.

L'utilisation des techniques de benchmarking qui en constituent la base est prévue dans la ligne directrice contenue dans l'article 15/5bis, § 5, 16° de la loi gaz.

4.5. PROCEDURE EN MATIERE D'INTRODUCTION ET D'APPROBATION DES TARIFS ET DU REVENU TOTAL

Conformément à l'article 15/5bis, § 8, de la loi gaz, les dispositions sur la procédure d'introduction et d'approbation des différents tarifs et du revenu total ne font plus partie de la méthodologie tarifaire qui doit être concertée avec les gestionnaires ; elles sont reprises dans l'accord conclu avec les gestionnaires le 16 décembre 2021.

4.6. PROCEDURES EN MATIERE DE CONTROLE ET D'APPLICATION DES TARIFS

Art. 31

Cet article fixe la date du 1er mars pour l'introduction du rapport tarifaire annuel dans le cadre du contrôle de l'application des tarifs et de la détermination des soldes d'exploitation conformément à l'article 15/14, § 2, deuxième alinéa, 9°*bis* et à l'article 15/5*bis*, § 5, 15° de la loi gaz. Ce rapport est effectué à l'aide du modèle défini à l'annexe 1.

En même temps l'article énumère les éléments essentiels du rapport tarifaire et les origines des soldes, qui sont à l'origine des créances et des dettes régulateurs.

0

Cet article définit les délais dans lesquels la CREG peut demander des renseignements complémentaires et dans lesquels le gestionnaire est tenu de les fournir.

Art. 33

Cet article établit le délai dans lequel la CREG est tenue de prendre une décision sur le rapport tarifaire. En cas de décision de rejet, le délai d'introduction d'un rapport tarifaire adapté est également fixé.

Art. 34

Cet article prévoit le délai final pour prendre une décision sur le rapport tarifaire adapté. Par ailleurs, les caractéristiques comptables des soldes approuvés sont déterminées.

Lors de l'élaboration de leur proposition tarifaire, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et le gestionnaire de stockage du gaz naturel déterminent la trajectoire attendue de l'évolution du compte de régularisation pendant la période régulatoire concernée. Cette trajectoire doit veiller à ne pas dépasser un montant maximum en fin de période régulatoire.

Lorsque l'évolution constatée pendant cette période diffère structurellement, dans un sens positif ou négatif, de l'évolution attendue susmentionnée, la différence mènera à une correction automatique des tarifs de réseau de transport.

Finalement, deux possibilités sont identifiées pour l'utilisation du compte de régularisation de l'activité de transport. La CREG peut décider que 50% du montant d'investissements destinés à réduire les congestions physiques du réseau de transport peut être financé par les primes d'enchères ou par d'autres mesures de support. Le solde restant du compte de régularisation sera utilisé au bénéfice des tarifs futurs. Ce traitement est conforme à l'article 19.4 du Règlement (UE) 2017/460 qui stipule que l'autorité de régulation nationale peut décider d'utiliser cette prime d'enchères pour réduire les congestions physiques (= l'origine de la prime) ou de réduire les tarifs de transport pour la ou les périodes tarifaires suivantes. En plus, ces investissements n'entraînent pas de coût d'amortissement ni de marge équitable pour la partie financée par les primes d'enchères ou par d'autres mesures de support.

Dans le cas où les conditions de marché ne permettent pas de couvrir les coûts de l'activité de stockage et que le compte de régularisation de l'activité devient négatif, la Commission et le gestionnaire de stockage du gaz naturel analyseront des mesures permettant d'éviter l'arrêt des installations de stockage. Dans le projet d'adaptation du règlement (EU) 2017/1938 (Sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'Union) figurent différentes mesures possibles lorsqu'il y a un risque identifié en matière de sécurité d'approvisionnement. En matière de stockage, les mesures évoquées vont de l'obligation de stocker un volume minimum à l'intégration du stockage dans le réseau du gestionnaire de réseau de

transport au cas où le stockage arrêterait autrement ses opérations, si cet arrêt des opérations compromet le fonctionnement sûr et fiable du réseau de transport.

Art. 35

Cet article définit les délais d'introduction et de traitement du rapport tarifaire semestriel.

Art. 36

Cet article prévoit quelques exigences de forme (utilisation du modèle de rapport, mode de communication, caractère des délais) concernant les articles précédents.

Art. 37

Cet article détermine deux autres modes de contrôle possibles pour l'application des tarifs, en complément des rapports tarifaires réguliers.

Art. 38

Cet article organise le suivi des investissements, mettant en œuvre la quatrième ligne directrice de l'article 15/5bis, § 5, de la loi gaz qui dispose que la méthodologie tarifaire doit permettre le développement équilibré du réseau de transport. Compte tenu de l'intérêt que représente un réseau sûr, fiable et efficient pour assurer la continuité de l'approvisionnement en gaz et compte tenu du fait qu'une des missions légales de la CREG consiste à vérifier le caractère raisonnable de tous les éléments du revenu total, dont des dépenses d'investissement, un suivi de ces investissements s'avère essentiel. Un tel suivi est nécessaire depuis la conception du projet et l'analyse de faisabilité jusqu'à la phase de réalisation et la mise en service. Le présent article établit un suivi semestriel des investissements.

L'obligation de rapport s'applique également aux mises hors service des actifs.

4.7. JUSTIFICATION PAR DES ELEMENTS COMPTABLES ET D'ORGANISATION ADMINISTRATIVE

Art. 39

Essentiellement en raison du fait que l'impôt des sociétés joue un rôle important dans le revenu total des gestionnaires et que cet impôt s'inscrit dans le cadre de référence du Belgian GAAP, ce même cadre de référence est utilisé pour la régulation tarifaire en Belgique.

Art. 40

Pour la bonne application de la distinction entre les activités des gestionnaires régulées en Belgique et ses autres activités, cet article établit la nécessité d'un rapport spécifique du Commissaire des gestionnaires.

Art. 41

Cet article impose une obligation comptable sur le plan de l'allocation des coûts et des recettes aux services et catégories d'utilisateurs en exécution de l'article 15/5bis, § 12, de la loi gaz.

Art. 42

Cet article énumère de façon non exhaustive les informations que les gestionnaires sont tenus de fournir à la demande de la CREG.

4.8. DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

Art. 43

Cet article abroge l'arrêté du 28 juin 2018, mais prévoit toutefois, à titre transitoire, que ses dispositions continuent de s'appliquer afin de régler tous les aspects de la régulation tarifaire pour la période 2020-2023.

Art. 44

Cet article fixe les dates de début et de fin de la période régulatoire suivante pour ce qui concerne le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et le gestionnaire de stockage .

4.9. DISPOSITIONS DIVERSES

Art. 45

La méthodologie tarifaire entre en vigueur le 30 juin 2022.

Commentaires relatifs à l'annexe 1 : modèles de rapport à utiliser par les gestionnaires

Afin de rationaliser les communications d'ordre tarifaire entre les gestionnaires et la CREG, deux modèles de rapport sont définis dans la présente annexe à la méthodologie tarifaire et sont joints en tant qu'annexe 1.

Les gestionnaires sont tenus de les utiliser et de les soumettre en version papier et électronique exploitable (MS-Word et MS-Excel).

Etant donné que ces modèles sont spécifiquement axés sur le moment où les informations sont fournies (soit *ex ante*, soit *ex post*), ils sont respectivement appelés "Modèle *ex ante*" et "Modèle *ex post*".

Afin de déterminer concrètement les modèles de rapport définis à l'annexe 1 de la méthodologie tarifaire, une concertation entre les gestionnaires et la CREG est prévue conformément à l'article 7, alinéa 2, de leur accord datant du 16 décembre 2021.

5. METHODOLOGIE TARIFAIRE

Vu la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, en particulier les articles 15/5bis et 15/5quater ;

Vu le Règlement (UE) 2017/460 de la Commission européenne du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz ;

Vu l'accord conclu le 16 décembre 2021 entre la CREG, d'une part, et Fluxys Belgium et Fluxys LNG, d'autre part, relatif aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport de gaz naturel, la gestion d'installation de stockage de gaz naturel et la gestion d'installation de GNL, et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs ;

Vu la concertation entre la CREG, d'une part, et Fluxys Belgium et Fluxys LNG, d'autre part, sur l'avant-projet de méthodologie tarifaire, tenue le 18 mars 2022 ;

Vu la consultation publique sur le projet de méthodologie tarifaire, qui s'est déroulée entre le 21 avril et le 12 mai 2022 ;

Vu le rapport de la consultation relatif au projet d'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période 2024-2027;

Vu le projet d'arrêté adapté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période 2024-2027, qui a été transmis à la Chambre des Représentants le 3 juin 2022 ;

Considérant que toutes les obligations légales et conventionnelles liées à l'élaboration de la présente méthodologie tarifaire sont respectées ;

Considérant que la CREG doit fournir la méthodologie tarifaire au gestionnaire au plus tard six mois avant la date à laquelle la proposition tarifaire doit lui être soumise pour la période réglementaire 2024-2027 ;

La CREG décide :

5.1. DÉFINITIONS ET CHAMP D'APPLICATION

Art. 1.

Les définitions de l'article 1 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations s'appliquent à la présente méthodologie tarifaire.

Art. 2.

En outre, les définitions suivantes s'appliquent :

- 1° « loi gaz » : la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations ;
- 2° « modèle de rapport » : l'ensemble des documents, tableaux et données visé à l'annexe 1 ;
- 3° « service » : un ensemble d'activités réalisées au profit d'un utilisateur du réseau en contrepartie d'un tarif régulé déterminé ;

- 4° « coûts directs » : les coûts pour lesquels, lors de l'imputation, un lien direct peut être établi avec un service des gestionnaires ;
- 5° « coûts indirects » : les coûts pour lesquels, lors de l'imputation, aucun lien direct ne peut être établi avec le service des gestionnaires et qui sont répartis selon une clé de répartition sur la base d'activités et de centres de coûts ;
- 6° « inducteur de coût » : paramètre utilisé dans les systèmes *Activity Based Costing* où les coûts sont associés aux activités réalisées ;
- 7° « centre de coûts » : unités organisationnelles ou autres de l'entreprise sur lesquelles la répartition des coûts peut être réalisée ;
- 8° « nature des coûts » : un ensemble de coûts spécifiés en fonction de leur nature dans le processus d'exploitation ;
- 9° « Commissaire » : la personne morale ou physique à qui le contrôle des comptes annuels a été confié conformément à l'article 3:58 (et suivant) du Code des sociétés et des associations;
- 10° « exercice d'exploitation » : une année calendrier ;
- 11° « période régulatoire » : une période de quatre exercices d'exploitation consécutifs ;
- 12° « activité régulée » : l'ensemble des missions légales figurant à l'article 15/1 de la loi gaz et dans les règlements européens applicables.

Art. 3.

Cette méthodologie tarifaire s'applique au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, au gestionnaire de stockage du gaz naturel et au gestionnaire d'installation de GNL.

5.2. STRUCTURE TARIFAIRE GÉNÉRALE

Art. 4.

§ 1. La structure tarifaire distingue des tarifs pour tous les services prévus dans les programmes de transport, de stockage et de GNL visés à l'article 82 du code de bonne conduite.

§ 2. Les tarifs sont les prix dus par un utilisateur au gestionnaire pour la fourniture de services. Les tarifs sont des prix unitaires (hors TVA) approuvés par la Commission et facturés aux utilisateurs par le gestionnaire au cours d'une année déterminée d'une période régulatoire.

§ 3. Les tarifs sont déterminés et publiés ex ante pour toute la durée de la période régulatoire, mais leur valeur peut varier d'un exercice d'exploitation à l'autre.

§ 4. Ils sont établis conformément aux prescriptions légales, entre autres le Règlement (UE) 2017/460, et respectent les principes de non-discrimination, de transparence et d'uniformité sur le territoire desservi par le gestionnaire.

Art. 5.

§ 1. En principe, les tarifs du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel s'expriment en termes capacitaires, sauf pour les tarifs des services dont le principal inducteur de coûts est différent de la quantité de capacité mise à disposition. Ceci est le cas pour :

- des tarifs spécifiques liés au volume effectivement transporté qui servent à couvrir des frais qui sont principalement induits par ce volume (tels que le coût de l'achat d'énergie pour la compression, couvert par un tarif perçu de manière égale pour tous les points d'entrée et pour tous les points de sortie du réseau de transport) ;
- des tarifs spécifiques pour des services dédiés et / ou des infrastructures dédiées dont le coût ne dépend pas de la quantité de capacité mise à disposition mais d'autres facteurs. Ces tarifs doivent être en conformité avec les articles 13 à 15 du Règlement (CE) n° 715/2009, et l'article 4 du Règlement (UE) 2017/460.

§ 2. La même méthode de calcul des prix de référence est appliquée à tous les points d'entrée et de sortie dans un système entrée-sortie donné, sous réserve des exceptions visées aux articles 10 et 11 du Règlement (UE) 2017/460.

§ 3. Des adaptations dans l'application de la méthode de calcul des prix de référence à tous les points d'entrée et de sortie ne peuvent être réalisées que conformément à l'article 9 du Règlement (UE) 2017/460 ou à la suite de l'une ou plusieurs des actions suivantes:

- a) une analyse comparative par la Commission, dans le cadre de laquelle les prix de référence à un point d'entrée ou de sortie donné sont ajustés de telle sorte que les valeurs résultantes se situent au niveau concurrentiel des prix de référence;
- b) une péréquation par le gestionnaire ou la Commission, le même prix de référence étant appliqué à certains ou à tous les points d'un groupe homogène de points;
- c) un recalage par le gestionnaire ou la Commission, les prix de référence à tous les points d'entrée et de sortie, ou aux deux, étant ajustés soit en multipliant leurs valeurs par une constante soit en ajoutant ou en soustrayant une constante à leurs valeurs.

Art. 6.

Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace des installations de transport, les gestionnaires publient des informations raisonnablement et suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs.

Les informations publiées doivent aider les clients à comprendre les services offerts par les gestionnaires et les tarifs correspondants.

Art. 7.

Le gestionnaire concerné publie l'ensemble des tarifs des services régulés pour l'année en cours.

Pour l'activité de transport, il s'agit notamment :

- a) des tarifs des produits de capacité, en détaillant ;
 - le prix de référence pour la capacité annuelle ferme ;
 - le facteur de réduction tarifaire à appliquer pour les différents types de capacités interruptibles ;
 - les facteurs et formules à appliquer pour dériver du tarif de référence pour la capacité annuelle, les tarifs pour les produits de capacité à court terme (trimestriels, mensuels et journaliers) ;
- b) des tarifs liés au volume effectivement transportés ;
- c) des tarifs liés au service hub ;

- d) des tarifs administratifs et des suppléments tarifaires.

Cet ensemble d'informations est publié sur le site web du gestionnaire concerné, en français et en néerlandais, ainsi qu'en anglais.

Les changements seront notifiés publiquement.

5.3. LE REVENU TOTAL A COUVRIR PAR LES TARIFS

5.3.1. Généralités

Art. 8.

Les tarifs couvrent le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées.

Le revenu total comporte :

- 1) les coûts du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, du gestionnaire de stockage et du gestionnaire d'installation de GNL en ce compris les amortissements et les charges financières ;
- 2) la rémunération du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, du gestionnaire de stockage et du gestionnaire d'installation de GNL comprenant une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau, selon l'article 15, ainsi que les incitants, après application de l'article 22.

5.3.2. Coûts

Art. 9.

Le revenu total couvre les coûts des activités régulées, à l'exception des coûts qui ont été rejetés totalement ou partiellement par la Commission en raison de leur caractère déraisonnable, en application des critères visés au titre 5.4.

Art. 10.

Les coûts visés à l'article précédent se composent notamment, mais non exclusivement, des éléments suivants:

- 1) les coûts et diminutions de coûts liés aux amortissements portés en diminution de l'actif régulé en application de l'Art. 15, § 4, les amortissements non-récurrents et les réductions de valeurs en application de l'article 15 § 2, 2) à l'exception des amortissements sur des écarts de consolidation positifs, ainsi que la prise en résultat des subsides en capital ;
- 2) les coûts et diminutions de coûts liés aux réductions de valeurs sur les immobilisations financières, les créances à plus d'un an, les stocks et commandes en cours d'exécutions, des créances à un an au plus ;
- 3) les coûts relatifs aux capacités souscrites auprès des autres activités (capacités de stockage et de terminal GNL souscrites par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel dont il a besoin pour gérer son réseau) ;
- 4) les disparités fiscales (impôts sur les dépenses non admises) ;

- 5) la prise en résultat des subsides en capital et réserves immunisées ;
- 6) les impôts, taxes et contributions de toute nature, et les surcharges imposées par la loi gaz et ses arrêtés d'exécution, le décret ou l'ordonnance et leurs arrêtés d'exécution, à l'exclusion des amendes infligées aux gestionnaires et des indemnités volontaires du gestionnaire en cas d'incidents sur le réseau de transport qui dépassent les montants des indemnités du Fonds d'indemnisation, prévu par l'article 15/1 § 3 de la loi gaz ;
- 7) les charges et les produits financiers (sur la base du principe *embedded debt*) ;
- 8) l'impôt des sociétés effectivement dû sur la marge équitable contenue dans l'article 13, après avoir porté au maximum en compte toutes les réductions fiscales;
- 9) les réductions ou les augmentations de coûts qui résultent de transferts entre le compte de résultats et le bilan, y compris les différences imputées au revenu de périodes réglementaires antérieures (transfert des créances et des dettes réglementaires), étant entendu que les transferts visés ne concernent pas ceux liés aux travaux pour compte de tiers (acomptes reçus et commandes en cours d'exécution) ;
- 10) les réductions de coûts liées à des reprises de provisions constituées ;
- 11) les charges du personnel ;
- 12) les charges professionnelles (frais de déplacement et de représentation) ;
- 13) les services et biens divers liés à des activités et/ou à l'actif régulés ;
- 14) les coûts relatifs aux achats de commodités (y compris le gaz naturel, l'électricité ou l'azote et les droits d'émission y relatifs) pour les besoins de fonctionnement du réseau, notamment pour la compression ou l'ajustement et la conversion de qualité.

Les coûts [et réductions] visés aux points 1) à 10) et 14) sont considérés comme non-gérables pour le gestionnaire du réseau combiné.

Les coûts [et réductions] visés aux points 11), 12) et 13) sont considérés comme gérables pour le gestionnaire du réseau combiné.

S'agissant des coûts [et réductions] qui ne relèvent pas d'une des catégories susmentionnées, la Commission détermine s'ils doivent être considérés comme gérables ou non-gérables préalablement au dépôt de la proposition tarifaire.

En cours de période réglementaire, les catégories de coûts qui ne sont pas susmentionnées et sur lesquelles la Commission ne s'est pas prononcée préalablement au dépôt de la proposition tarifaire conformément au paragraphe précédent sont considérées comme gérables, sauf accord convenu entre la Commission et le gestionnaire de réseau combiné.

Art. 11.

Le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et le gestionnaire d'installation de GNL maintiennent le coût par service offert aux utilisateurs des installations à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant ce coût.

Art. 12.

§ 1. La subsidiation croisée entre activités régulées et non régulées n'est pas autorisée.

§ 2. L'allocation de coûts directs, la répartition des coûts indirects à l'aide d'inducteurs de coûts, de centres de coûts et de clés de répartition et d'autres paramètres utilisés pour fixer un tarif, doit se faire d'une façon transparente et donner lieu à des tarifs non-discriminatoires.

Pour ce qui concerne le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, la sélection et l'application d'une méthode d'allocation de coûts se fera conformément au Règlement (UE) 2017/460.

5.3.3. Rémunération

5.3.3.1. Principes généraux

Art. 13.

Outre la couverture des coûts visés au point 5.3.2, les tarifs couvrent les rémunérations susceptibles d'être octroyées aux gestionnaires.

Cela concerne:

- 1) la marge équitable pour les capitaux investis dans les réseaux (voir point 5.3.3.2 ci-dessous) ;
- 2) les incitants pour la réalisation des objectifs fixés préalablement par la Commission (voir points 5.3.3.3 et 5.3.3.4 ci-dessous).

5.3.3.2. Marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau

Art. 14.

La marge équitable est la rémunération normale des capitaux investis dans le réseau. Elle est fixée chaque année en multipliant le pourcentage de rendement visé à l'article 16 par la moyenne arithmétique de la valeur initiale et finale de l'actif régulé (RAB moyenne) visé à l'article 15, pour l'exercice d'exploitation concerné.

La marge équitable est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés.

5.3.3.2.1. L'actif régulé

Art. 15.

§ 1. La valeur de l'actif régulé (RAB) s'élève à:

- 2.078.369.311 € au 31 décembre 2021 pour le gestionnaire du réseau de transport du gaz naturel, dont 950.385.846 € de plus-value ;
- 231.433.617 € au 31 décembre 2021 pour le gestionnaire des installations de stockage de gaz naturel, dont 98.847.441 € de plus-value ;
- 310.223.164 € au 31 décembre 2021 pour le gestionnaire des installations GNL, dont 236.300.068 € de plus-value.

Si les droits sur les immobilisations corporelles régulées changent à la suite d'une transaction, la plus-value de réévaluation est extournée sans passer par le compte de résultat (opération comptable inverse de celle à l'origine de la création de la plus-value). La Commission et les gestionnaires se concerteront avant les premières cessions d'actifs régulés aux nouvelles activités afin de fixer le traitement réglementaire des plus-values réalisées.

§ 2. La valeur de l'actif régulé évolue chaque année par :

- 1) l'ajout de la valeur d'acquisition des investissements de l'année en immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles reprises au § 3 ;
- 2) la déduction des amortissements et des réductions de valeurs des immobilisations corporelles et incorporelles régulées actés durant l'année conformément au § 4;
- 3) la déduction de la valeur comptable nette de l'actif régulé mis hors service au cours de l'année et de l'éventuelle plus-value contenue dans l'art.15, § 1 et relative à cet actif ;
- 4) la déduction des interventions de tiers perçues durant l'année ;
- 5) les mouvements dans les subsides en capital durant l'année ;
- 6) l'évolution du besoin en fonds de roulement.

La valeur de l'actif régulé est majorée du besoin en fonds de roulement positif ou négatif. Le besoin en fonds de roulement est déterminé sur la base des bilans scindés de l'activité régulée concernée en y excluant les comptes de bilan relatifs aux OSPs ou compensées par des accises. Le besoin en fonds de roulement du gestionnaire est, à un moment donné, égal à la différence entre, d'une part, la somme des stocks, des commandes en cours d'exécution, des créances à un an au plus, des liquidités opérationnelles nécessaires (limitées à 1/12ème des achats et investissements et 50% des dividendes à payer) et des comptes de régularisation de l'actif à ce moment et, d'autre part, la somme des dettes ne portant pas intérêts, à savoir des dettes commerciales à un an au plus, des avances reçues sur commandes, des dettes fiscales, salariales et sociales, des autres dettes à un an au plus et des comptes de régularisation du passif, à ce moment, tels que visés à l'Annexe I « Plan comptable minimum normalisé des entreprises soumises à des obligations comptables autres que les associations et les fondations » de l'Arrêté Royal du 21 octobre 2018 portant exécution des articles III.82 à III.95 du code de droit Economique.

Le résultat de ces opérations mène à la valeur finale de l'actif régulé (RAB) de l'exercice d'exploitation concerné. Elle est reprise comme valeur initiale de l'actif régulé de l'exercice suivant.

§ 3. Les immobilisations corporelles et incorporelles acquises visées au § 2, 1° sont celles figurant dans les plans de développement, les plans d'investissement ou les plans d'adaptation approuvés par les autorités compétentes, complétés par les investissements de remplacement, investissements pour nouveaux raccordements et modifications d'infrastructure existante, jugés raisonnables par la Commission.

§ 4. Les gestionnaires fixent le montant annuel des amortissements visés au § 2, 2° en appliquant les pourcentages d'amortissement suivants sur la valeur d'acquisition historique, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle :

Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments administratifs :	2 % (50 ans)
Canalisations :	2% (50 ans)

Installations de comptage, de détente

et de compression :	3 % (33 ans)
Installations de stockage - réservoirs de surface :	2 % (50 ans)
Installations de stockage - stockage :	2,5 % (40 ans)
Installations de stockage - autres :	3 % (33 ans)
Télétransport et fibres optiques :	10 % (10 ans)
Outillage et mobilier :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
Softwares et licences :	20% (5 ans)

Les canalisations et les nouvelles installations seront amorties de façon linéaire aux taux susmentionnés, ou à un taux supérieur afin que leur valeur d'acquisition soit zéro en 2050.

Après concertation avec la Commission et compte tenu de projets spécifiques, d'autres classes d'actifs et pourcentages d'amortissement peuvent être approuvés. Si des actifs sont rénovés, les coûts de rénovation peuvent être amortis sur la moitié de la période d'amortissement initiale des actifs.

Les subsides en capital sont pris en résultat dès qu'ils sont certains et au même rythme que les actifs auxquels ils se rapportent.

Le rythme d'amortissement est linéaire sauf si la Commission le stipule autrement pour certains actifs.

5.3.3.2.2. *Le pourcentage de rendement*

Art. 16.

Conformément au *Capital Asset Pricing Model* et en fonction de la structure financière des gestionnaires, le pourcentage de rendement est la somme:

- 1) d'un taux d'intérêt sans risque ;
- 2) de la prime de risque individuelle des gestionnaires.

Art. 17.

§ 1. Le taux d'intérêt sans risque (TSR) est fixé à 1,6 %. Ce taux sera revu en juin 2022 sur base de la publication des taux OLO par le Bureau du Plan avec un maximum de 1,68 %.

§ 2. La prime de risque individuelle est déterminée en multipliant la prime de risque de marché (Rm) par un paramètre Beta (β).

§ 3. La prime de risque de marché (Rm) est fixée à 3,50 %.

§ 4. Le paramètre Beta (β) est fixé à 0,83 pour l'activité de transport, et à 0,96 pour les activités de stockage et de terminalling GNL.

Art. 18.

La structure financière des gestionnaires concernés (S) est le rapport, plafonné à 100 %, de ses fonds propres et de son actif régulé.

Le numérateur et le dénominateur sont calculés, pour l'exercice d'exploitation correspondante, comme la moyenne arithmétique de la valeur initiale après répartition du résultat et de la valeur finale, avant répartition du résultat.

Si la structure financière des gestionnaires est inférieure ou égale à 40 %, le pourcentage de rendement est égal au résultat de la formule : $S \times [(TSR + (Rm \times \beta))]$.

Si la structure financière des gestionnaires est supérieure à 40 %, la variable S de la formule de l'alinéa précédent est fixée à 40 % et on additionne le résultat de la formule suivante : $(S-40\%) \times (TSR + 0,70)$.

Art. 19.

§ 1. Les gestionnaires établissent la proposition tarifaire:

- 1) en ce qui concerne le paramètre Beta conformément à la valeur fixée à l'article 17, § 4 ;
- 2) en ce qui concerne la structure financière S, sur la base de l'éventuel bilan scindé des gestionnaires relatif au dernier exercice d'exploitation complet qui précède la soumission de la proposition tarifaire.

§ 2. Les gestionnaires recalculent dans le rapport tarifaire les paramètres cités au § 1 sur la base des valeurs réelles. Les gestionnaires et la Commission tiennent compte de ces paramètres recalculés dans la procédure visée au titre 5.6 afin de déterminer la différence entre, d'une part, la marge équitable revenant réellement aux gestionnaires et, d'autre part, la marge équitable estimée dans la proposition tarifaire.

Le solde de la différence est alloué au revenu total de la période régulatoire suivante.

Art. 20.

Sans préjudice à l'article 15/5*duodecies* de la loi gaz, les tarifs applicables aux nouvelles installations ou aux extensions d'installations de stockage ou de GNL, ou aux nouvelles installations ou extensions d'installations renforçant la sécurité d'approvisionnement peuvent, afin d'en permettre le développement à long terme :

- 1) prévoir une durée d'application dépassant la durée de la période tarifaire, sans excéder 20 ans, sauf autorisation de la Commission compte tenu de la date de mise en service d'un projet spécifique ;
- 2) prévoir un niveau de marge équitable spécifique, sur la base d'une justification pertinente et/ou d'un benchmarking européen.

5.3.3.3. Incitant à la maîtrise des coûts

Art. 21.

La différence (positive ou négative) entre le budget des coûts non-gérables approuvé par la Commission et la valeur réelle de ces coûts, approuvée conformément au titre 5.6, est intégralement affectée au revenu total des périodes tarifaires suivantes.

Art. 22.

§ 1. Pour chaque année de la période tarifaire, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et le gestionnaire stockage proposent un budget de coûts gérables, rubrique par rubrique, basé notamment sur les éléments suivants :

- 1) l'évolution du volume d'investissements repris dans le plan de développement du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel visé à l'article 15/14, § 3, 5° de la loi gaz et dans les plans d'investissement approuvés par les autorités régionales compétentes ;
- 2) l'évolution du volume d'investissements non repris dans les plans de développement et d'investissement visés au 1) ;
- 3) l'évolution du parc immobilier dont le gestionnaire de réseau combiné est propriétaire.

§ 2. Cette proposition de budget de coûts gérables est ventilée par le gestionnaire de réseau combiné entre les catégories suivantes :

- 1) les dépenses liées à la maintenance des installations de transport belges existants ;
- 2) les dépenses liées au développement des installations de transport belges existants. Ces dépenses doivent être ventilées entre les différents investissements considérés individuellement ;
- 3) les autres dépenses qui n'ont pas de lien direct avec un actif physique précis.

§ 3. Le montant des quatre budgets annuels de coûts gérables approuvé par la Commission pour la période tarifaire fait l'objet d'une correction ex post en fonction de l'inflation réelle.

§ 4. Hors variation majeure du niveau des coûts gérables, afin de refléter anticipativement sur les tarifs de la période l'effort d'efficacité espéré, les coûts gérables servant de base à l'établissement des tarifs de la période correspondront aux coûts gérables 2021 indexés moins 1 M€, respectivement pour les années 2024 à 2027.

§ 5. A l'occasion du rapport tarifaire annuel le calcul de l'incitant à la maîtrise des coûts en 2024 est réalisé sur base de la référence pour cet incitant c'est à dire 2021 indexé. Pour les années suivantes, l'année précédente devient la nouvelle base de référence pour calculer le gain d'efficacité, de façon à ce que le gain d'efficacité ne puisse compter que pour une année.

§ 6. A titre d'incitant, 50 % de la différence jusqu'au 1.000.000,00 € (positive ou négative) entre le budget de coûts gérables approuvé par la Commission, corrigé conformément au paragraphe 3, et la valeur réelle de ces coûts sont affectés chaque année au gestionnaire de réseau combiné. Pour les écarts de coûts gérables dépassant ce seuil susmentionné, le gestionnaire peut en retenir 25%, tandis que 75% reviennent aux tarifs futurs. L'impôt éventuellement dû sur le montant de cet incitant est à charge du gestionnaire de réseau combiné.

Le solde de la différence est affecté au revenu total des périodes tarifaires suivantes.

5.3.3.4. Incitants destinés à l'amélioration de l'intégration du marché, de la sécurité d'approvisionnement et de la qualité des prestations ainsi qu'à la réalisation d'un niveau adéquat de recherche et développement

Art. 23.

§ 1. Des incitants peuvent être attribués aux gestionnaires en vue de les encourager :

- 1) à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement ;
- 2) à améliorer leurs performances ;
- 3) à mener la recherche et le développement nécessaires à leurs activités ;
- 4) à participer à la transition énergétique ; et
- 5) à augmenter la qualité de service et à stimuler les ventes de capacités.

Après consultation du gestionnaire, la Commission précise avant l'introduction de la proposition tarifaire les modalités finales de détermination de ces incitants, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs.

§ 2. Le montant des incitants revenant aux gestionnaires est déterminé annuellement par la Commission dans le cadre de sa décision sur le rapport tarifaire.

§ 3. L'impôt éventuellement dû (sur base du taux moyen d'imposition) sur le montant de ces incitants est mis à charge du gestionnaire.

§ 4. La différence entre les incitants réels approuvés et le montant budgété dans la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation est allouée au revenu total de la période régulatoire suivante.

§ 5. Il est entendu que l'enveloppe globale des incitants, faisant partie de la rémunération équitable, représente un montant fixe si tous les objectifs sont atteints. Concrètement, si l'incitant sur les gains d'efficacité devait dépasser le niveau anticipé, ce dépassement viendra en diminution des autres incitants.

Art. 24.

§ 1. Un incitant peut être attribué aux gestionnaires en vue de les encourager à réduire les émissions de méthane et de CO₂ issues de leurs opérations par rapport à l'année de référence 2021. Le montant annuel maximal de ce premier incitant est de 3.500.000,00 € pour l'ensemble des gestionnaires.

§ 2. Les gestionnaires peuvent se voir octroyer un incitant lié à l'augmentation de l'efficacité énergétique, ainsi qu'à la production d'énergie verte pour leurs besoins propres. Le montant annuel maximal de ce cet incitant est de 900.000,00 € pour l'ensemble des gestionnaires.

§ 3. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut se voir octroyer un incitant lié à la réalisation de ses investissements nécessaires dans le cadre de la conversion L/H, des connexions des nouvelles centrales au gaz, du renforcement des besoins en matière de transit ou la réaffectation des canalisations rendues disponibles vers d'autres activités. Le montant annuel maximal de ce troisième incitant est de 600.000,00 €.

§ 4. Sans préjudice du fait que le risque lié aux volumes de ventes n'est pas à charge des gestionnaires, ils peuvent percevoir un incitant sur les ventes supplémentaires réalisées chaque année par rapport aux capacités contractées fin 2021 pour les années considérées de la période tarifaire. Le montant annuel maximal de cet incitant est de 1.500.000,00 € pour l'ensemble des gestionnaires.

§ 5. Toujours dans le but d'optimiser la qualité des services offerts, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut percevoir un incitant lié à la maîtrise des indisponibilités non planifiées des capacités fermes contractées de transport. Le montant annuel maximal de cet incitant est de 500.000,00 €.

§ 6. Dans le but d'améliorer la disponibilité des services aux utilisateurs, les gestionnaires des installations de stockage et GNL se verront octroyés un incitant annuel d'un montant maximal de 500.000,00€ pour les deux gestionnaires s'ils mettent à disposition du marché une plateforme permettant les échanges de capacités ou services sur le marché secondaire.

§ 7. Dans l'optique d'améliorer les services vers ses clients, les gestionnaires mettront l'accent sur la digitalisation et la cybersécurité, en proposant des applications sécurisées et fiables au marché. Pour l'ensemble des gestionnaires, le montant annuel maximal de ces incitants est de 1.000.000,00 €.

§ 8. Dans l'optique d'améliorer (ou de maintenir à un haut niveau) le service aux utilisateurs du réseau, un incitant peut être attribué aux gestionnaires pour maximiser la disponibilité de leur plateforme électronique de données (<https://gasdata.fluxys.com/> ou toute autre plateforme équivalente la remplaçant) et de leurs outils disponibles en ligne sur leur site web. Pour l'ensemble des gestionnaires, le montant annuel maximal de ces incitants est de 700.000,00 €.

§ 9. Dans l'optique de répondre aux besoins du marché, les gestionnaires de réseau s'engagent à organiser des réunions récurrentes de concertation et d'échanges avec les utilisateurs. Le développement des nouveaux services éventuels se fera également en concertation avec les utilisateurs via les plateformes de concertation prévues à cet effet (users group). Le montant annuel maximal de cet incitant est de 800.000,00 € pour l'ensemble des gestionnaires.

§ 10. Dans l'optique d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, le gestionnaire de l'installation de GNL peut se voir octroyer un incitant lié au respect de la maintenance planifiée à long terme, assurant de la sorte une disponibilité élevée des services de déchargement, stockage et regazéification de GNL. Le montant annuel maximal de cet incitant est de 500.000,00 €.

§ 11. Dans l'optique d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et la réponse en cas de situation d'urgence, le gestionnaire du réseau de transport s'engage à mettre en place les outils permettant d'optimiser les capacités de sortie du réseau. Le montant annuel maximal de cet incitant est de 750.000,00 €.

§ 12. Toujours dans l'optique d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et de la réponse en cas de situation d'urgence, le gestionnaire de réseau de transport se verra octroyer un incitant s'il met à disposition et assure le maintien d'une plateforme permettant de traiter les offres dans le cadre d'un appel à solidarité d'un état membre faisant suite à un plan de délestage. Le montant annuel maximal de cet incitant est de 750.000,00 €.

5.4. CRITERES POUR APPRECIER LE CARACTERE RAISONNABLE DES COUTS

Art. 25.

Pour être jugés raisonnables, les éléments du revenu total doivent, de façon cumulative :

- 1) être nécessaires à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Belgique incombant aux gestionnaires, ou à l'exploitation des installations de manière sûre et efficace conformément aux standards d'un opérateur gazier prudent et diligent, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation à coût raisonnable ;
- 2) respecter, lorsqu'ils s'appliquent, les règles de calcul, méthodes, arrêtés et décisions imposés par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou par la Commission et fournir une justification suffisante ;
- 3) être justifiés compte tenu de l'intérêt général ;
- 4) ne pas pouvoir être évités par les gestionnaires ;
- 5) lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants d'entreprises ayant des activités similaires dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulateurs.

Les cinq éléments précités constituent les critères de base. Ils sont indiqués en caractères gras. Un certain nombre d'éclaircissements sont apportés pour chacun de ces cinq critères de base. Les deux types de critères, tant ceux indiqués en caractère gras que les autres, sont équivalents

Art. 26.

1^{er} critère : être nécessaire pour l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Belgique incombant aux gestionnaires ou à l'exploitation des installations de manière sûre et efficace conformément aux standards d'un opérateur gazier prudent et diligent, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation à coût raisonnable

- a) Dans le cas où la Commission démontre que le gestionnaire expose des coûts que ne nécessitent pas une exploitation du réseau et une politique de sécurité conforme à la législation en vigueur et aux standards dans l'industrie gazière, elle peut faire une demande ciblée et spécifique au gestionnaire de limiter ces coûts.
- b) Les éléments de coûts doivent être rendus nécessaires pour une application correcte des dispositions de la loi gaz et de ses arrêtés d'exécution, des décrets, des règlements et des ordonnances régionaux, de la jurisprudence contraignante, des orientations-cadre approuvées par l'ACER et de la réglementation européenne, y compris les codes de réseau contraignants ainsi que des normes de sécurité et des standards d'exploitation du secteur des infrastructures gazières.
- c) Les coûts liés aux activités de l'ENTSO-G doivent être raisonnables et proportionnés conformément à l'article 11 du Règlement 715/2009.
- d) Sauf approbation préalable par la Commission, les éléments qui résultent du respect d'obligations de service public plus strictes que celles imposées et/ou qui sont insuffisamment justifiés sont, en principe, rejetés comme étant inutiles/déraisonnables.

- e) Les éléments résultant simplement d'accords volontaires conclus par les gestionnaires au sein d'associations soumises ou non à la législation belge et au sujet desquels aucun accord formel préalable n'avait été obtenu de la part de la Commission sont, en principe, considérés comme inutiles pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau.
- f) Les dépenses «gratuites » et celles axées sur un mécénat purement altruiste (à vocation culturelle, sociale, humanitaire et sociétale), pour lesquelles l'entreprise 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) Lorsque des coûts sont engagés pour connaître les intérêts et les attentes des parties prenantes et pour construire et entretenir une relation avec elles (lors d'un(e) projet/activité) les coûts raisonnables de cette gestion ciblée des parties prenantes, visant à influencer les parties intéressées, peuvent être imputés partiellement (à 50 %) à la charge de la gestion du réseau.
- h) Les éléments liés à des activités non-régulées sont considérés comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique. 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 et aux prestataires externes travaillant structurellement sur des activités non-régulées en Belgique sont intégralement considérés comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique;
 - 2) les coûts directs et indirects liés à toute autre activité mise en commun avec une ou plusieurs sociétés liées non-régulées en Belgique sont ventilés entre activités régulées et activités non régulées sur la base d'une clé de répartition qui est proposée par les gestionnaires et approuvée par la Commission au début de chaque période réglementaire. La partie de ces coûts allouée aux activités non-régulées est considérée comme inutile/déraisonnable pour les activités régulées en Belgique. Ces activités mises en commun ne concernent pas les coûts liés à la société mère du gestionnaire du réseau, qui sont, sauf accord préalable de CREG, intégralement considérés comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique;
 - 3) les prestations ponctuelles effectuées pour des activités non-régulées par des membres du personnel et des prestataires externes appartenant à des catégories autres que celles précitées sont considérées comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique et mises à charge des activités non-régulées sur la base des coûts directs et indirects occasionnés par ces prestations;
 - 4) les coûts indirects mis à charge des activités non-régulées visés aux points 1), 2) et 3) précités sont déterminés conformément aux clés de répartition soumises par les gestionnaires et approuvées par la Commission;
 - 5) dans le cas où une dégradation du rating financier des gestionnaires peut être reliée à la poursuite d'une ou plusieurs activités non-régulées, les charges financières additionnelles qui résultent de cette dégradation du rating sont considérées comme inutiles pour les activités régulées en Belgique et intégralement mises à la charge des activités non-régulées.

- 6) les coûts relatifs à un éventuel changement de la structure juridique et/ou organisationnelle des gestionnaires en vue de permettre le développement d'activités non-régulées sont considérés comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées en Belgique et mises à charge des activités non-régulées.

Art. 27.

2^{ème} critère : respecter lorsqu'ils s'appliquent les règles de calcul et d'évaluation, méthodes, arrêtés et/ou des décisions imposées par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou la commission et fournir une justification suffisante

- a) Les budgets proposés par les gestionnaires doivent impérativement reposer sur les montants repris dans le dernier rapport tarifaire approuvé par la Commission et respecter le modèle de rapport. En effet, dans le cadre de l'évaluation des efforts de maîtrise des coûts, la Commission considère les économies de coûts réalisées par le passé par les gestionnaires comme acquises.

Ainsi, pour chaque centre de coûts, les gestionnaires doivent systématiquement fournir une justification chiffrée de la transition dépassant 10% entre les derniers chiffres définitifs connus et les chiffres budgétés en précisant notamment :

- la manière suivant laquelle les événements/éléments non récurrents (p.ex. projets plus importants, arrêt d'une activité...) (i) survenus lors de l'année concernée par le dernier rapport tarifaire approuvé par la commission et/ou (ii) anticipés pour chacune des années de la prochaine période tarifaire considérés individuellement ont été pris en compte dans la proposition tarifaire;
- le(s) paramètre(s) d'indexation éventuellement utilisé(s) ainsi que les sources et données utilisées ;
- la manière suivant laquelle les résultats des procédures d'adjudication déjà menées pour la prochaine période tarifaire et les offres des fournisseurs déjà reçues ont été pris - ou pas - en compte dans la proposition tarifaire.

Le manque de justification, notamment en ce qui concerne les hypothèses et méthodes d'indexation utilisées, et/ou de distinction entre les éléments non récurrents (p.ex. grands projets) et les coûts récurrents et/ou de subdivision/ventilation suffisante entre les différents coûts entraîneront, en principe, le rejet des coûts.

Les augmentations supérieures à l'inflation cumulée qui ne peuvent être suffisamment étayées par, notamment, des offres de fournisseurs, des modifications de volumes, etc., seront en principe rejetées.

- b) Tout écart de coût qui résulte de l'application d'une valeur non acceptée par la Commission de l'un des paramètres suivants sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable :
- 1) le paramètre Beta utilisé pour le calcul du pourcentage de rendement ;
 - 2) la valeur du taux d'intérêt sans risque utilisée pour le calcul du pourcentage de rendement ;
 - 3) le calcul du facteur S comme étant le rapport entre les fonds propres et la RAB ;
 - 4) la valeur de la prime de risque de marché R_m ;

- c) Tout écart dans les coûts résultant de l'application erronée du calcul et de l'évolution de l'actif régulé et du pourcentage de rendement sera, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
- d) Tout écart non justifié de coûts résultant d'estimations non acceptées par la Commission tant sur des montants que sur des quantités de référence de ventes sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable.
- e) Tous les montants insuffisamment justifiés seront, en principe, rejetés comme étant non raisonnables.
- f) Les éléments résultant de l'application incorrecte d'une jurisprudence contraignante seront rejetés comme étant non raisonnables.
- g) Lorsqu'il s'agit d'une nouvelle proposition tarifaire introduite en cours de période régulatoire après l'annulation des tarifs par la Cour d'Appel de Bruxelles, les éléments du revenu total proposé doivent s'accorder avec les valeurs réelles qui sont connues au moment de l'introduction de la nouvelle proposition, sous peine d'être considérés comme non raisonnables.
- h) Les achats de biens et de services réalisés dans le respect de la législation sur les marchés publics sont réputés réalisés au prix du marché, sous réserve, le cas échéant, du pouvoir d'appréciation de la Commission.

Art. 28.

3^{ème} critère : respect de l'intérêt général

5.4.1.1. Dispositions générales

- a) Tout élément de coût à propos duquel la Commission peut démontrer de manière suffisante qu'il n'a pas fait l'objet d'une maîtrise des coûts suffisante sera, en principe, rejeté comme étant non raisonnable (par exemple, le taux d'intérêt pris en compte devra être en ligne avec les taux pour des emprunts et des risques comparables, les procédures d'achat, le recouvrement des impayés,... doivent être efficaces).

Dans le cadre de l'évaluation des efforts de maîtrise des coûts, la Commission considère les économies de coûts réalisées par le passé par les gestionnaires comme acquises.
- b) Les éléments qui sont, certes, propres à la gestion de l'entreprise des gestionnaires, 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 les gestionnaires en matière tarifaire sera, en principe, et compte tenu de la procédure de concertation instaurée par la loi gaz en la matière, considéré comme déraisonnable, à moins que les gestionnaires n'aient obtenu gain de cause.
- d) Tous les autres éléments pour lesquels la Commission peut démontrer de manière suffisante qu'ils visent exclusivement à augmenter la valeur d'actionnaires au détriment des utilisateurs du réseau seront, en principe, rejetés de la base tarifaire comme étant déraisonnables.
- e) Les coûts qui résultent d'une sanction imposée par une autorité compétente seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.

5.4.1.2. Critères relatifs aux dépenses d'investissement

§ 1. La Commission considère les coûts des investissements repris dans le plan de développement du réseau (en conformité avec l'étude prospective et le TYNDP) comme justifiés si le caractère rentable des options d'exécution choisies pour la réalisation du projet est démontré au moyen d'une comparaison des analyses coût-efficacité des différentes options de réalisation.

§ 2. Pour les projets dont les coûts d'investissement (capex) sont supérieurs à 20.000.000,00 € (répartis sur plusieurs années d'une ou plusieurs périodes tarifaires), la nécessité et le caractère efficient doivent également être démontrés sur la base des analyses coût-efficacité des différentes options de réalisation.

L'analyse coûts-bénéfices, que les gestionnaires sont tenus de réaliser pour les projets, comporte les étapes suivantes :

- a) déterminer les scénarios techniques à analyser par rapport à la situation sans l'investissement en considérant plusieurs scénarios techniques. Les solutions techniques devront être optimisées en tenant compte de l'efficacité énergétique ;
- b) déterminer les coûts par scénario: les coûts doivent être répartis dans les catégories suivantes :
 - coûts de développement et de construction ;
 - coûts des éventuelles solutions temporaires ;
 - impact environnemental ;
 - investissements de remplacement durant la durée de vie technique des assets ;
 - coûts de démantèlement ;
 - coûts d'entretien et d'exploitation⁸ pendant la durée de vie technique ;
- c) énumérer les effets possibles par scénario (sécurité d'approvisionnement, influence sur la qualité et la sécurité, promotion de l'intégration du marché, impact sur le volume, augmentation du niveau de capacité et de la fourniture de service, etc.) ;
- d) quantifier ces effets ;
- e) déterminer le solde entre coûts et bénéfices ;
- f) analyser les coûts et les bénéfices des différents scénarios;
- g) choisir l'option technique finale et élaborer le plan d'exécution (planning projet + détermination des *milestones* et établissement d'un calendrier des dépenses) .

§ 3. Les projets dont le coût d'investissement (capex) est inférieur à 20.000.000,00 € ne doivent pas systématiquement être justifiés au moyen d'analyses coût-efficacité étendues. Cela doit dès lors être ajouté à la proposition tarifaire. Une justification au moyen d'une explication détaillée suffit dans un premier temps. La Commission se réserve cependant toujours le droit de demander des analyses coût-efficacité pour les plus petits projets spécifiques.

§ 4. Les gestionnaires transmettent les analyses coût-efficacité ou explications détaillées lors de l'introduction de la proposition tarifaire ou de la révision de sa proposition tarifaire si la révision porte sur une adaptation des tarifs résultant d'un investissement dans les installations de transport.

⁸ Cela concerne les coûts fixes et les coûts variables.

§ 5. Si durant la période régulatoire en cours, de nouveaux grands projets dont les coûts d'investissement totaux (capex) sont supérieurs à 20.000.000,00 € éventuellement répartis sur une ou plusieurs périodes régulières sont lancés⁹, les gestionnaires prennent contact avec la Commission et démontrent la nécessité technico-économique et la rentabilité (au moyen des analyses coût-efficacité des différentes options de réalisation).

Art. 29.

4^{ème} critère : les éléments du revenu total ne peuvent pas être évités ou qui devraient logiquement être réalisés par les gestionnaires

- a) Les écarts au niveau des 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 des gestionnaires ou d'un début d'exécution manifestement tardif sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- c) L'écart qui résulte 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 arms 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 les gestionnaires 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 s'accompagnent d'un gaspillage de moyens seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- f) Les éléments du revenu total qui ont été rejetés/ qui font l'objet d'une attestation avec réserve à l'issue du contrôle des comptes annuels par le Commissaire des gestionnaires seront, en principe, rejetés.
- g) En principe, la Commission rejettera comme étant déraisonnables les coûts à propos desquels elle peut démontrer qu'ils n'apparaîtront plus, ou seulement dans une moindre mesure, au cours ou à partir d'un exercice d'exploitation déterminé.
- h) En outre, la Commission rejettera, 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 pas posé le même acte dans les mêmes circonstances.
- i) Le manque des revenus qui logiquement (par 'un bon père de famille') réalisés par les gestionnaires, sera traité comme un revenu acquis.
- j) Les revenus dégagés exclusivement au moyen de ressources issues de l'activité régulée sont imputés à l'activité régulée (voir entre autres les revenus résultant de la mise à la disposition de tiers d'infrastructures télécom financées au moyen de l'activité régulée).

⁹ La CREG doit être informée de et impliquée dans la phase décisionnelle

Art. 30.

5^{ème} critère : les éléments du revenu doivent soutenir la comparaison avec les coûts correspondants des sociétés exerçant des activités similaires dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires et régulateurs

- a) En application de l'article 15/5bis, § 5, 16° de la loi gaz, les éléments du revenu total qualifiés de "gérables" sont soumis à des comparaisons internationales en tant qu'élément du contrôle du caractère raisonnable.

Un tel benchmarking a en général pour conséquence que l'on tient compte d'un facteur pour l'amélioration de la productivité et de l'efficacité.

- b) En ce qui concerne les rémunérations du président et des membres du Comité de direction des gestionnaires et les indemnités versées aux membres des organes officiels (p.ex. Conseil d'Administration), les coûts qui ne reposent visiblement pas sur une méthode déterminée par des experts en la matière, impliquant une confrontation du caractère raisonnable par rapport à des entreprises similaires, seront, en principe, rejetés. Il en va de même pour tous les éléments de rétribution non barémisés restants. L'attention est attirée, à ce sujet, sur le critère figurant dans le présent document concernant l'obligation de justification, en particulier dans les cas où la Commission pose des questions spécifiques en la matière.

- c) La rémunération des membres du Comité de direction des gestionnaires fera l'objet d'un benchmark de la rémunération des membres du Comité de direction des gestionnaires de réseau de transport menant des activités comparables ayant un réseau, taille et nombre de personnel comparable.

5.5. PROCEDURE EN MATIERE D'INTRODUCTION ET D'APPROBATION DES TARIFS ET DU REVENU TOTAL

Conformément à l'article 15/5bis, § 8 de la loi gaz, cette procédure ne fait plus partie de la méthodologie tarifaire en tant que telle, mais fait l'objet d'un accord entre la Commission et les gestionnaires.

5.6. PROCEDURE EN MATIERE DE CONTROLE ET APPLICATION DES TARIFS

Art. 31.

Au plus tard le 1^{er} mars de chaque exercice de la période régulatoire en cours, les gestionnaires soumettent à la Commission leur rapport tarifaire pour l'exercice d'exploitation précédent en un exemplaire papier et en version électronique exploitable.

Le rapport tarifaire comprend le revenu total réalisé et le solde qui résulte de la différence entre la rémunération attribuée au gestionnaire et le résultat comptable réalisé. Il est soumis à l'approbation de la Commission au moyen d'un modèle de rapport dûment complété (Annexe 1 à la présente méthodologie tarifaire).

Les écarts (positifs ou négatifs) résultant d'une différence de ventes ou de volumes par rapport à ce qui était prévu dans le budget sont affectés au revenu total des périodes tarifaires suivantes.

Art. 32.

Pendant une période de trente jours calendrier après réception du rapport tarifaire, la Commission peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires aux gestionnaires.

Les gestionnaires communiquent, éventuellement par courriel, les informations demandées à la Commission dans les dix jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

Art. 33.

§ 1. Dans les septante-cinq jours calendrier suivant la réception du rapport tarifaire, la Commission informe les gestionnaires de sa décision d'approbation ou de rejet du rapport tarifaire.

§ 2. En cas de décision de rejet :

- 1) la Commission mentionne les points du rapport tarifaire qui doivent être adaptés pour qu'il soit approuvé ;
- 2) la Commission entend les gestionnaires aux dates proposées par la Commission dans les dix jours calendrier suivant la réception d'une requête à cette fin qui doit être soumise au plus tard cinq jours calendrier après la réception de la décision de rejet ;
- 3) les gestionnaires soumettent à la Commission dans les trente jours calendrier suivant la réception de la décision un rapport tarifaire adapté en un exemplaire papier et en version électronique exploitable. Les adaptations apportées au rapport tarifaire peuvent uniquement porter sur les points qui avaient été rejetés par la Commission.

Art. 34.

Dans les trente jours calendrier suivant la réception du rapport tarifaire adapté, la Commission informe les gestionnaires de sa décision d'approbation ou de rejet du rapport tarifaire adapté.

Dans cette décision, la Commission approuve définitivement le solde entre le résultat comptable réalisé et les rémunérations attribuées au gestionnaire.

Les soldes sur les éléments du revenu total constituent soit une créance soit une dette à l'égard des clients dans leur ensemble et sont transférés aux comptes de régularisation du bilan du gestionnaire. Conformément à cette méthodologie tarifaire et à la décision du régulateur, ils ne font pas partie du résultat, ni des fonds propres du gestionnaire. La Commission peut décider que 50% du montant d'investissements destinés à réduire les congestions physiques du réseau de transport peut être financé par les primes d'enchères ou par d'autres mesures de support. Le solde restant du compte de régularisation de l'activité de transport sera utilisé au bénéfice du revenu total des périodes réglementaires suivantes. Ces soldes génèrent des droits / obligations au gestionnaire désigné de les imputer via une correction sur les tarifs ultérieurs.

Lors de l'élaboration de la proposition tarifaire, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel détermine la trajectoire attendue de l'évolution du compte de régularisation pendant la période réglementaire concernée. Cette trajectoire doit comporter une diminution progressive du compte de régularisation jusqu'à un solde équilibré, neutre, donc ni positif ni négatif, fin 2027. Toutefois, dans une situation disruptive de marché, ce solde fin 2027 peut osciller entre + ou - 50 M€.

Lorsque l'évolution constatée pendant cette période diffère structurellement, dans un sens positif ou négatif, de l'évolution attendue susmentionnée, la différence mènera à une correction automatique des tarifs de réseau de transport.

Lors de l'élaboration de la proposition tarifaire, le gestionnaire de stockage du gaz naturel détermine la trajectoire attendue de l'évolution du compte de régularisation pendant la période réglementaire

concernée. Cette trajectoire doit veiller à ne pas dépasser un montant maximum de 36 millions € en fin de période régulatoire.

Lorsque l'évolution constatée pendant cette période diffère, dans un sens positif ou négatif, de l'évolution attendue susmentionnée, la différence mènera à une correction automatique des tarifs de stockage si le compte de régularisation devient négatif ou si son évolution estimée mène à un dépassement du montant maximum de 36 millions € en fin de période régulatoire.

Dans le cas où les conditions de marché ne permettent pas de couvrir les coûts de l'activité de stockage et que le compte de régularisation de l'activité devient négatif, la Commission et le gestionnaire de stockage du gaz naturel analyseront des mesures permettant d'éviter l'arrêt des installations de stockage. Dans le projet d'adaptation du règlement (EU) 2017/1938 (Sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'Union) figurent différentes mesures possibles lorsqu'il y a un risque identifié en matière de sécurité d'approvisionnement. En matière de stockage, les mesures évoquées vont de l'obligation de stocker un volume minimum à l'intégration du stockage dans le réseau du gestionnaire de réseau de transport au cas où le stockage arrêterait autrement ses opérations, si cet arrêt des opérations compromet le fonctionnement sûr et fiable du réseau de transport.

Art. 35.

§ 1. Au plus tard le 15 septembre de chaque année de la période régulatoire en cours, les gestionnaires soumettent à la Commission leur rapport tarifaire semestriel relatif au premier semestre de l'exercice d'exploitation en cours en un exemplaire papier et en version électronique exploitable, en utilisant le modèle de rapport ex post dûment complété (Annexe 1 à la présente méthodologie tarifaire).

§ 2. Pendant une période de trente jours calendrier après réception du rapport tarifaire semestriel, la Commission peut, éventuellement par courriel, demander des informations complémentaires aux gestionnaires.

Les gestionnaires communiquent, éventuellement par courriel, les informations demandées à la Commission dans les dix jours calendrier suivant la demande, sauf si, en fonction des circonstances, cette demande mentionne un autre délai.

Art. 36.

Sauf disposition contraire, les communications de la Commission vers les gestionnaires en application des dispositions du présent titre 5.6 se font à l'adresse mentionnée lors de la soumission du rapport tarifaire ou à défaut, par courrier recommandé avec accusé de réception ou par porteur contre accusé de réception au plus tard à 17 heures, au siège de la personne morale désignée comme gestionnaire.

Les délais applicables à la Commission sont des délais d'ordre. Les délais applicables aux gestionnaires le sont sous peine de ne pas devoir tenir compte de l'acte qui n'est pas exécuté ou qui est exécuté après le délai.

Art. 37.

En complément des rapports tarifaires, la Commission peut également contrôler l'application des tarifs par le gestionnaire et les autres opérateurs du marché en effectuant :

- 1) des contrôles intérimaires spécifiques suite à la formulation par des utilisateurs de remarques et de questions portant sur l'application concrète des tarifs ;

- 2) des contrôles spécifiques sur le site des gestionnaires, entre autres pour vérifier le caractère raisonnable des éléments du revenu total et la présence éventuelle de subventions croisées.

Art. 38.

§ 1. Les gestionnaires transmettent à la Commission tous les six mois (le 1^{er} mars et le 15 septembre) un rapport de suivi comportant le suivi des investissements repris dans le plan de développement du réseau (en conformité avec l'étude prospective et le TYNDP). Ce rapport examine plus en détail l'avancement des projets et les dépenses déjà engagées. Pour les projets dont le coût d'investissement est supérieur à 5.000.000,00 € et en cas de dérogation au calendrier prévu d'un projet (retard, avance, report ou éventuelle radiation), des dépenses prévues ou des options initialement choisies, les gestionnaires sont tenus de justifier les raisons des dérogations dans le rapport. Pour les projets dont le coût d'investissement total (CAPEX) est supérieur à 5.000.000,00 €, mais inférieur à 20.000.000,00 €, un suivi annuel suffit. Ils ne doivent figurer dans le rapport du 15 septembre, sauf si cela engendre d'importants surcoûts non annoncés. Pour les projets dont le coût d'investissement est inférieur à 5.000.000,00 €, un aperçu des dépenses prévues et réelles suffit (sans donner d'explications individuelles). La Commission se réserve toujours le droit de demander des rapports de suivi intermédiaires de projets spécifiques si elle l'estime nécessaire.

§ 2. Tous les rapports de suivi doivent être soumis sous format électronique selon les spécifications de la Commission.

§ 3. Outre les rapports de suivi, une fiche électronique actualisée doit être fournie par projet (dont le coût d'investissement est supérieur à 5.000.000,00 €), laquelle comporte les informations suivantes :

- l'appellation/identification du projet ;
- la description et la justification du projet (éventuelle référence aux plans de développement, plans d'investissement ou plans d'adaptation approuvés) ;
- le coût budgété détaillé du projet ;
- l'éventuelle répartition des coûts entre les différents pays concernés par des projets à impact transfrontalier ;
- les coûts déjà réalisés et la répartition dans le temps des coûts prévus, en motivant les dérogations importantes au coût initialement budgété ;
- l'état d'avancement du projet, dans lequel les dérogations importantes au planning initial sont justifiées ;
- la date de mise en service prévue.

5.7. JUSTIFICATION AU MOYEN DE LA COMPTABILITE ET DE L'ORGANISATION ADMINISTRATIVE

Art. 39.

Les gestionnaires déterminent leur revenu total conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels des sociétés et pour déterminer l'impôt des sociétés dû.

Si le revenu total est calculé pour un groupe de sociétés, les états financiers consolidés sont établis conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels consolidés des sociétés.

Art. 40.

Les gestionnaires tiennent une comptabilité séparée pour leurs activités régulées et pour leurs autres activités, comme ils le feraient si ces activités étaient réalisées par des entreprises juridiquement distinctes. Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activité en correspondance avec les comptes du grand livre.

La tenue d'une comptabilité séparée pour les activités régulées et pour les autres activités signifie qu'une distinction soit faite entre :

- les activités de gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel comme définies à l'article 1, 31° de la loi gaz ;
- les activités de gestionnaire de stockage de gaz naturel comme définies à l'article 1, 33° de la loi gaz ;
- les activités de gestionnaire d'installation GNL, comme définies à l'article 1, 35° de la loi gaz ;
- les autres activités.

Les gestionnaires joignent à leur rapport tarifaire un rapport de son Commissaire dont il ressort que l'obligation de l'alinéa précédent a été respectée

Art. 41.

Les gestionnaires tiennent leur comptabilité de manière à pouvoir établir un lien direct entre les charges et les produits par service et par groupe de client.

Art. 42.

§ 1. À la demande de la Commission, chacun des gestionnaires communique des informations, notamment mais pas uniquement, sur les éléments suivants :

- 1) son organisation administrative, les procédures de contrôle interne et les mesures de maîtrise internes ;
- 2) les règles d'évaluation (et leur application), le cas échéant aussi lors de l'élaboration d'états financiers consolidés ;
- 3) la justification de ses estimations ;
- 4) les bases permettant d'établir les comptes séparés pour ses différentes activités dans la comptabilité interne ;
- 5) les modifications dans la structure et les paramètres de la comptabilité analytique pendant la période régulatoire ;
- 6) les bases de la consolidation.

§ 2. Sur demande motivée de la Commission, les gestionnaires s'efforcent de mettre à sa disposition les données à obtenir auprès de tiers.

5.8. DISPOSITIONS TRANSITOIRE ET FINALES

Art. 43.

L'Arrêté (Z) 1110/11 du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, installations de stockage du gaz naturel et installations de GNL est abrogé.

L'Arrête précité continue toutefois de s'appliquer afin de régler tous les aspects de la régulation tarifaire pour la période 2020-2023, y compris la clôture des soldes relatifs à cette période.

Art. 44.

La prochaine période régulatoire commence le 1er janvier 2024 et se termine le 31 décembre 2027 pour ce qui concerne le réseau de transport de gaz naturel et l'installation de stockage de gaz naturel.

5.9. DISPOSITIONS DIVERSES

Art. 45.

Cette méthodologie tarifaire entre en vigueur le 30 juin 2022.



Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE 1

Modèles de rapport à utiliser par les gestionnaires

1. Afin de rationaliser les communications d'ordre tarifaire entre les gestionnaires et la Commission, deux modèles de rapport sont définis dans la présente annexe à la méthodologie tarifaire. Les gestionnaires sont tenus de les utiliser et de les soumettre en version papier et électronique exploitable (MS-Word et MS-Excel).

Etant donné que ces modèles sont spécifiquement axés sur le moment où les informations sont fournies (soit *ex ante*, soit *ex post*), ils sont respectivement appelés "Modèle *ex ante*" et "Modèle *ex post*".

Les deux modèles comportent plusieurs composantes, à utiliser selon la phase du processus de traitement tarifaire (document initial, document adapté ou document actualisé).

2. Tout modèle de rapport se compose d'une série de documents, tableaux et données spécifiques destinées à un but précis.

2.1. Le modèle de rapport *ex ante* est utilisé pour soumettre:

- 1) la (première) proposition tarifaire des gestionnaires, axée sur la période régulatoire suivante ;
- 2) la proposition tarifaire adaptée des gestionnaires, axée sur la période régulatoire suivante ;
- 3) l'éventuelle proposition tarifaire des gestionnaires résultant de l'offre de nouveaux services, de l'adaptation de services existants ou de l'adaptation de tarifs si ceux-ci ne sont plus proportionnés, ou sur la base des besoins de marché.

2.2. Le modèle de rapport *ex post* est utilisé pour soumettre:

- 1) le rapport tarifaire relatif au premier semestre de chaque exercice d'exploitation d'une période régulatoire (avec indication des parties éventuellement exonérées);
- 2) le rapport tarifaire suivant chaque exercice d'exploitation d'une période régulatoire ;
- 3) le rapport tarifaire adapté demandé par la Commission.

3. Les modèles de rapport sont ajoutés au présent Arrêté en tant que document indépendant.