



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. :02/289.76.11
Fax 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT

TG2005

relatif

'aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel et des réseaux de distribution ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires, appliqués au cours de l'exercice d'exploitation 2005'

adopté en application de l'article 13 de l'arrêté royal du 15 avril 2002 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 et de l'article 14 de l'arrêté royal du 29 février 2004 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel actifs sur le territoire belge

le 16 mars 2006

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) établit, en application de l'article 13 de l'arrêté royal du 15 avril 2002 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 (ci-après : l'arrêté tarifaire transport) et de l'article 14 de l'arrêté royal du 29 février 2004 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel actifs sur le territoire belge (ci-après : l'arrêté tarifaire distribution), les rapports relatifs aux tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel, ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires, et aux tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires, tous appliqués durant l'exercice d'exploitation 2004.

L'article 13 de l'arrêté tarifaire transport stipule que la CREG soumet chaque année au ministre, avant le 1^{er} avril, un rapport relatif notamment aux tarifs, visés à l'article 15/5, §2, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : la loi gaz), qui ont été appliqués au cours de l'année d'exploitation écoulée. L'article 14 de l'arrêté tarifaire distribution contient la même disposition, mais avec la distinction que le rapport relatif aux tarifs des réseaux de distribution doit être soumis au ministre avant le 1^{er} mai de chaque année.

Le ministre communique lesdits rapports aux Chambres législatives fédérales et aux gouvernements régionaux. Il veille à une publication adéquate de ces rapports. La CREG transmet le rapport relatif aux tarifs de transport à l'entreprise de transport et le rapport relatif aux tarifs du réseau de distribution à chaque gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel, et ce par le biais d'un courrier recommandé.

Les tarifs visés à l'article 15/5, §2, de la loi gaz, notamment les tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel et des réseaux de distribution, ainsi que les tarifs des services auxiliaires, ne constituent qu'une partie limitée du prix total du gaz naturel payé par le consommateur final. Outre le coût du transport, composé du coût d'acheminement à travers le réseau, mais également des coûts découlant des activités de stockage, de GNL et de flexibilité ainsi que les coûts de l'utilisation du réseau de distribution,

il faut également prendre en compte le prix du gaz naturel à la frontière et les coûts liés à l'activité de fourniture (y compris la facturation).

Le présent rapport comprend 5 parties. La première partie décrit le cadre réglementaire. Dans la deuxième partie, l'attention se porte sur certaines remarques spécifiques. La troisième partie décrit de manière chronologique la procédure en matière d'approbation des tarifs du réseau de transport et de distribution. La quatrième partie présente un aperçu des tarifs publiés et une comparaison desdits tarifs dans le temps. La troisième et la quatrième sont elles-mêmes subdivisées en deux parties, à savoir les tarifs du réseau de transport et des réseaux de distribution. Enfin, la cinquième et dernière partie contient une brève conclusion concernant la procédure et les tarifs finalement fixés pour l'année 2004.

I. CADRE REGLEMENTAIRE

I.1 La loi

1. L'article 15/5, §2, premier alinéa, de la loi gaz stipule que l'entreprise de transport soumet, chaque année, à l'approbation de la CREG les tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport qu'elle exploite, ainsi que les tarifs des services auxiliaires. Ces tarifs doivent être établis dans le respect des orientations définies à l'alinéa 2, et de la structure tarifaire générale fixée par le Roi sur proposition de la CREG.

2. L'article 15/5, §2, dernier alinéa, de la loi gaz stipule que le Roi peut, aux conditions qu'il définit, étendre le champ d'application des alinéas 1^{er} à 3 aux tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires fournis par les entreprises de distribution.

3. L'article 15/5, §2, deuxième alinéa, de la loi gaz stipule que les tarifs doivent répondre aux orientations suivantes :

- 1° ils sont non discriminatoires et transparents ;
- 2° ils sont fixés en fonction des coûts et permettent à l'entreprise de transport de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables aux tâches visées aux articles 15/1, 1°, et 15/2 ;
- 3° ils comprennent une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau de transport en vue d'assurer le développement optimal de celui-ci à long terme ;
- 4° dans la mesure du possible, ils visent à optimiser l'utilisation de la capacité du réseau de transport ;
- 5° ils sont suffisamment décomposés, notamment :
 - a) en fonction des conditions et modalités d'utilisation du réseau de transport ;
 - b) en ce qui concerne les services auxiliaires ;
 - c) en ce qui concerne les éventuelles surcharges pour obligations de service public ;
- 6° les structures tarifaires prennent en considération la capacité réservée et nécessaire pour assurer le service de transport.

4. L'article 15/5, §2, troisième alinéa, de la loi gaz stipule que le Roi arrête les règles relatives :
 - 1° à la procédure de proposition et d'approbation des tarifs en application de l'article 15/5, §2, premier alinéa ;
 - 2° à la publication des tarifs visés à l'article 15/5, §2, premier alinéa ;
 - 3° aux rapports et informations que l'entreprise de transport doit fournir à la CREG en vue du contrôle de ces tarifs par celle-ci ;
 - 4° aux principes de base que l'entreprise de transport doit appliquer en matière de comptabilisation des coûts ;
 - 5° aux objectifs que l'entreprise de transport doit poursuivre en matière de maîtrise des coûts.

5. L'article 15/5, §5, stipule que, par dérogation au § 2 et sur proposition de la CREG, le Roi peut prévoir des dérogations aux tarifs annuels de raccordement et d'utilisation du réseau de transport. Les dérogations sont applicables à de nouvelles infrastructures de transport reconnues comme d'intérêt national ou européen et nécessaires pour permettre le développement à long terme de celles-ci.

6. L'article 15/14, §2, deuxième alinéa, point 9°bis, de la loi gaz, stipule que la CREG approuve les tarifs visés à l'article 15/5, § 2, premier alinéa, et en contrôle l'application par les entreprises de transport en ce qui concerne leurs réseaux respectifs.

I.2. Arrêtés royaux

I.2.1 Tarifs du réseau de transport

7. Le chapitre 3 de l'arrêté tarifaire transport, adopté en application de l'article 15/5, §2, de la loi gaz, décrit la procédure relative à la soumission et à l'approbation des tarifs.

8. L'article 10, §1, de l'arrêté tarifaire transport stipule que l'entreprise de transport doit introduire son budget, comportant la proposition tarifaire pour l'année d'exploitation suivante, auprès de la CREG, le 30 septembre de chaque année au plus tard. Le budget comportant la proposition tarifaire est transmis à la CREG par porteur avec accusé de réception.

L'article 10, §2, de l'arrêté tarifaire transport, stipule que, dans les quinze jours calendrier suivant la réception du budget comportant la proposition tarifaire, la CREG confirme à l'entreprise de transport par lettre, par télécopie, par courrier électronique avec signature

électronique certifiée ou par porteur avec accusé de réception, que le dossier est complet, ou elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'elle devra fournir. Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la lettre, de la télécopie, du courrier électronique avec signature électronique certifiée ou de l'accusé de réception, visé à l'alinéa précédent et dans lequel des informations complémentaires lui sont demandées, l'entreprise de transport transmet ces informations à la CREG par porteur avec accusé de réception.

Conformément à l'article 10, §3, du même arrêté tarifaire transport, dans les trente jours calendrier suivant la réception du budget comportant la proposition tarifaire ou, le cas échéant, suivant la réception des informations complémentaires, la CREG informe l'entreprise de transport, par lettre par porteur avec accusé de réception, de sa décision d'approuver ou de rejeter la proposition tarifaire. Dans sa décision de refus, la CREG mentionne les points du budget comportant la proposition tarifaire que l'entreprise de transport devra adapter pour obtenir l'approbation de la CREG.

L'article 10, §4, de l'arrêté tarifaire transport stipule que, si la CREG refuse la proposition tarifaire de l'entreprise de transport, cette dernière doit introduire un budget comportant une proposition tarifaire adaptée dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la décision de refus, en respectant la procédure visée au § 1er, alinéa 2, du présent article. La CREG entend l'entreprise de transport dans le délai visé au premier alinéa lorsque celle-ci le demande. Dans les quinze jours calendrier suivant la réception du budget comportant la proposition tarifaire adaptée, la CREG informe l'entreprise de transport, par lettre recommandée de la poste, de sa décision d'approuver ou de refuser la proposition tarifaire adaptée.

9. L'article 11 de l'arrêté tarifaire transport stipule que si l'entreprise de transport ne respecte pas ses obligations dans les délais qui lui sont impartis par l'article 10 ou si la CREG a décidé de rejeter la proposition tarifaire remaniée, la CREG peut approuver des tarifs provisoires, que l'entreprise de transport concernée sera tenue d'appliquer, en se basant notamment sur les dernières propositions tarifaires approuvées et pour une période de trois mois renouvelable.

Le premier alinéa est également d'application lorsque l'entreprise de transport ne soumet pas à la CREG son plan comptable analytique dans le délai prescrit par l'article 22 de l'arrêté tarifaire ou lorsque la CREG refuse d'approuver ledit plan comptable analytique.

I.2.2 Tarifs du réseau de distribution

10. En premier lieu, il convient de faire référence à l'arrêté royal du 7 février 2002 visant à l'instauration de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution de gaz naturel et d'utilisation de ceux-ci, et de tarifs des services auxiliaires fournis par les entreprises de distribution, qui étend le champ d'application de l'article 15/5, §2, alinéa 1^{er} à 3, de la loi gaz aux tarifs de raccordement aux réseaux de distribution de gaz naturel et d'utilisation de ceux-ci, ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux.

11. Par ailleurs, le chapitre 3 de l'arrêté tarifaire distribution, adopté en application de l'article 15/5, §2, de la loi gaz, décrit la procédure relative à la soumission et à l'approbation des tarifs.

12. L'article 11, §1, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que chaque gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel doit introduire sa proposition tarifaire accompagnée d'un budget pour l'année d'exploitation suivante, auprès de la CREG, le 30 septembre de chaque année au plus tard. La proposition tarifaire accompagnée d'un budget est transmise à la CREG par porteur avec accusé de réception.

L'article 11, §2, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que, dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée d'un budget, la CREG confirme au gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel concerné par lettre, par télécopie, par courrier électronique avec signature électronique certifiée ou par porteur avec accusé de réception, que le dossier est complet ou elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'elle devra fournir. Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la lettre, de la télécopie, du courrier électronique avec signature électronique certifiée ou de l'accusé de réception, visé à l'alinéa précédent et dans lequel des informations complémentaires lui sont demandées, le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel concerné transmet ces informations à la CREG par porteur avec accusé de réception.

Conformément à l'article 11, §3, de l'arrêté tarifaire distribution, dans les trente jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée d'un budget ou, le cas échéant, suivant la réception des informations complémentaires, la CREG informe le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel, par porteur avec accusé de réception, de sa décision d'approuver ou de rejeter la proposition tarifaire. Dans sa décision de refus, la CREG mentionne les points de la proposition tarifaire que le gestionnaire du réseau de

distribution de gaz naturel devra adapter pour obtenir l'approbation de la CREG. La CREG motive sa décision en indiquant, le cas échéant, les éléments concernés du budget.

L'article 11, §4, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que, si la CREG refuse la proposition tarifaire soumise par le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel, ce dernier doit introduire une proposition tarifaire remaniée, dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la décision de refus, en respectant la procédure visée au § 1^{er}, alinéa 2, du présent article. La CREG entend le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel dans le délai visé au premier alinéa lorsque celui-ci le demande. Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire adaptée, la CREG informe le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel, par lettre recommandée de la poste, de sa décision d'approuver ou de refuser la proposition tarifaire adaptée.

13. L'article 12, §1, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que si le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel ne respecte pas ses obligations dans les délais qui lui sont impartis par l'article 11 ou si la CREG a décidé de rejeter la proposition tarifaire remaniée, la CREG peut approuver des tarifs provisoires, que le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel concerné sera tenu d'appliquer, pour une période de trois mois renouvelable.

I.3. Lignes directrices de la CREG

14. L'une des orientations visées à l'article 15/5, §2, deuxième alinéa, de la loi gaz, stipule que les tarifs doivent comprendre une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau de transport en vue d'assurer le développement optimal de celui-ci à long terme.

15. La législation n'apporte aucune autre interprétation à la notion de "marge bénéficiaire équitable" que le fait que la marge bénéficiaire doit être équitable, qu'elle doit rémunérer les capitaux investis dans le réseau de transport et que tout ceci doit servir à assurer à long terme le fonctionnement optimal du réseau de transport.

16. Dans ses lignes directrices¹, la CREG indique par conséquent comment elle interprète en général cette notion, en tenant compte des limitations de la compétence de la

¹ Lignes directrices du 18 juin 2003 concernant la marge bénéficiaire équitable applicable aux entreprises de transport du gaz naturel et aux gestionnaires des réseaux de distribution du gaz actifs sur le territoire belge

CREG imposées par la législation ainsi que du fait que les lignes directrices doivent être interprétées d'une manière entièrement conforme avec la loi.

17. En dépit de leur rédaction, les lignes directrices ne sont ni réglementaires ni contraignantes en soi, mais indiquent seulement comment la CREG se propose de déterminer la marge bénéficiaire équitable dans les cas où l'entreprise de transport concernée ne propose aucune autre définition qui soit plus adaptée à ses caractéristiques et sa situation propre, et répond parallèlement à l'orientation relative à la marge bénéficiaire équitable.

18. Conformément à l'article 15/5, §2, premier alinéa, de la loi gaz, la CREG ne peut approuver ces tarifs que si ces derniers sont établis dans le respect de ladite structure tarifaire générale et des six orientations figurant au deuxième alinéa de cet article.

19. La loi permet par conséquent à la CREG de déterminer en règle générale une méthodologie pour l'évaluation des actifs investis dans un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel, y compris les nouveaux investissements réalisés en :

- définissant la notion d' "*asset base*" au moyen de méthodes conformes aux pratiques internationalement connues des autorités étrangères compétentes. Il s'agit principalement de méthodes d'évaluation basées sur la "*market value*", le "*current cost accounting*" ou le "*depreciated replacement cost*" ;
- calculant les taux de rendement des capitaux investis sur cet "*asset base*" suivant une formule reconnue sur le plan international par les autorités étrangères compétentes. Il s'agit de déterminer la formule du "*weighted average cost of capital*" (ci-après dénommé : WACC), par le "*cost of debt*", qui par analogie, peut être déterminé en fonction des taux d'intérêt des obligations de l'Etat belge à 10 ans de l'année de référence (taux OLO), le "*cost of equity*" et le calcul du rapport fonds propres / fonds de tiers qui doit être conforme aux normes habituelles pour des entreprises de la même nature et se trouvant dans les mêmes conditions.

II. REMARQUES SPECIFIQUES

20. L'arrêté tarifaire distribution a été publié au Moniteur Belge le 11 mars 2004. Etant donné qu'aucune date spécifique d'entrée en vigueur ne figure dans l'arrêté, la disposition de droit commun stipulant que l'arrêté entre en vigueur dix jours après sa publication, donc le 21 mars 2004, est d'application. Par conséquent, l'année 2005 est la deuxième année pour laquelle la CREG a fixé des tarifs de réseau de distribution.

21. En 2005, le marché du gaz n'a en outre pas connu partout le même degré de libéralisation. Alors qu'en Flandre tous les clients sont éligibles depuis le 1^{er} juillet 2003, ce n'était pas le cas dans les deux autres Régions.

En ce qui concerne la Région wallonne, en 2005 les clients finals qui produisent de l'électricité, ceux qui s'approvisionnent pour leur volume fourni chez un fournisseur de gaz provenant de sources renouvelables et ceux dont la consommation annuelle dépassait 0,12 GWh étaient éligibles. Tous les clients professionnels ont également eu accès au marché libéralisé pour autant qu'ils respectent les conditions et la procédure définies à l'article 5, §2, de l'arrêté du gouvernement wallon du 22 avril 2004.

En ce qui concerne la Région de Bruxelles-Capitale, tous les clients consommateurs de gaz naturel qui l'utilisent exclusivement pour un usage professionnel sont éligibles.

Les tarifs approuvés par la CREG s'appliquent uniquement aux clients éligibles.

III. PROCEDURE DE FIXATION DES TARIFS

III.1. Tarifs du réseau de transport

III.1.1 Rémunération des capitaux investis

22. En ce qui concerne le transport de gaz, le taux OLO utilisé pour l'année 2004 est de 4,17%. A ce taux OLO s'ajoute, pour les fonds propres (soit 33% des capitaux investis), une prime de risque qui est de 3,5% pour l'activité de transport de gaz. Pour les activités de stockage et de terminalling, la prime de risque accordée par la CREG est de 4,3%.

23. Pour pondérer ce risque par rapport au marché, le β (equity bêta factor) a été fixé à 1, ce qui constitue la moyenne du marché. Pour les fonds empruntés (soit 67% des capitaux investis), le taux OLO est également majoré, mais de 70 points de base, soit 0,7%.

24. En finale, le taux WACC avant impôts pour l'année 2004 est respectivement de 7,10 % pour l'acheminement et de 7,50 % pour le stockage et le terminalling GNL.

III.1.2 Propositions tarifaires du 30 septembre 2004

25. Selon l'article 10, §1^{er}, de l'arrêté tarifaire transport, l'entreprise de transport doit introduire auprès de la CREG son budget comportant la proposition tarifaire pour l'année d'exploitation suivante le 30 septembre de chaque année au plus tard.

26. Sur base de cette disposition, la SA FLUXYS a établi une proposition tarifaire pour l'utilisation du réseau de transport de gaz et des installations de stockage et la SA FLUXYS LNG a établi une proposition tarifaire pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge. Les deux sociétés ont introduit leur demande d'approbation des tarifs pour l'année 2005 auprès de la CREG le 30 septembre 2004, soit dans les délais.

27. Après avoir examiné leur demande, la CREG a décidé que les dossiers n'étaient pas complets et que des informations complémentaires étaient nécessaires pour lui permettre de prendre une décision à propos de l'approbation ou non de leur proposition tarifaire respective.

III.1.3 Informations complémentaires

28. Comme prévu à l'article 10, §2, de l'arrêté tarifaire transport, la CREG a adressé un courrier daté du 8 octobre 2004 respectivement à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG. Dans ces deux courriers, la CREG a transmis ses demandes d'informations complémentaires et a signalé à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG que celles-ci devaient lui parvenir dans les 15 jours calendrier, à savoir pour le 23 octobre 2004 au plus tard.

29. Les demandes de la CREG concernaient l'explication de la hausse des primes d'assurances à la suite de l'accident de Ghislenghien, le balancing agreement en vue d'offrir de la flexibilité supplémentaire aux utilisateurs du réseau, la réserve opérationnelle de secours, la prise en charge de coûts liés à la détente sur les réseaux de distribution, le coût des provisions pour démantèlements futurs, la suppression de la société ETAC, le budget d'activités non-réglées (shippers services, Huberator).

30. Par lettre du 22 octobre 2004, remise par porteur avec accusé de réception, la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG ont transmis un courrier de réponse à la CREG.

31. Plusieurs demandes parmi celles formulées par la CREG dans son courrier du 8 octobre 2004 sont restées sans réponses adéquates malgré les informations complémentaires déposées par la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG. Dans ces conditions, la CREG n'a pu mener à bien les vérifications nécessaires en vue d'une éventuelle approbation de la proposition tarifaire de la SA FLUXYS et de la SA FLUXYS LNG pour l'année 2005.

32. Outre des questions restées sans réponse parmi celles formulées par la CREG, celle-ci a entrepris un contrôle qui a porté sur le calcul des amortissements et de la marge bénéficiaire équitable et sur l'analyse des centres de frais et des clés de répartition des coûts. La CREG a demandé à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG de revoir leur proposition tarifaire en conséquence :

a) Analyse des réponses aux demandes d'informations complémentaires de la CREG

33.

- La CREG a demandé à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG de préciser davantage le calcul et les dispositions relatives au montant de 2,5 M€ qui

correspond aux conséquences potentielles de l'accident de Ghislenghien en termes d'assurances ;

- concernant l'imputation des coûts relatifs au personnel mis à disposition d'autres organismes/sociétés, la CREG a demandé des explications complémentaires ;
- la CREG a demandé à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG de préciser la destination de l'augmentation de la dotation au fonds de pensions « pensibel » ;
- en matière de « balancing agreement », la CREG a demandé à la SA FLUXYS des précisions sur les besoins réels dans ce domaine, sur les modalités de prestation des services demandés et sur le détail des coûts estimés ;
- concernant la réserve opérationnelle de secours, la CREG a demandé à la SA FLUXYS des précisions complémentaires depuis fin 2002, ainsi que l'examen de solutions alternatives ;
- la CREG a demandé à la SA FLUXYS des précisions sur l'imputation du fonds URE ;
- concernant le calcul, la constitution et l'utilisation des provisions pour couvrir les coûts des démantèlements futurs, la CREG a demandé à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG des précisions complémentaires ;
- la CREG a demandé à la SA FLUXYS des explications supplémentaires sur les flux financiers relatifs à la canalisation de transit Segeo, avec et sans ETAC ;
- Concernant les coûts qui composent le montant facturé par la SA FLUXYS à Huberator , la CREG a demandé à la SA FLUXYS de les détailler et que le service de back-up offert par Distrigaz au hub de Zeebrugge soit considéré comme un service différent de la réserve opérationnelle de la SA FLUXYS .

b) Calcul des amortissements

34. La CREG a constaté pour plusieurs types d'actifs que des différences existent entre les pourcentages d'amortissement que la CREG indique dans ses lignes directrices et ceux appliqués en réalité par la SA FLUXYS, parce que la CREG ne connaît aucune raison pertinente d'appliquer d'autres pourcentages d'amortissement. La CREG a demandé à la SA FLUXYS d'adapter ses taux d'amortissement en conséquence et a souhaité recevoir le même niveau de détail que lors de la proposition tarifaire pour 2004 au sujet des amortissements.

c) Calcul de la marge bénéficiaire équitable (RAB x WACC)

35. En ce qui concerne la détermination de la base d'actifs régulée (RAB), la CREG a demandé que les données relatives aux interventions de tiers pour certains actifs de la SA

FLUXYS soient communiquées et qu'il soit tenu compte des taux d'amortissement des lignes directrices de la CREG pour déterminer la RAB.

En ce qui concerne le calcul du WACC, la SA FLUXYS se base sur les paramètres de la proposition tarifaire 2004 : le WACC avant impôts proposé est respectivement de 8,03% pour l'activité d'acheminement et de 8,43% pour les activités de terminaling et de stockage.

Bien que les lignes directrices aient un caractère indicatif, la CREG a constaté que cette proposition n'est pas conforme aux directives qu'elle a émises, et ce sans qu'aucune raison fondée ne justifie cette absence de conformité.

d) Centres de frais et clés de répartition

36. En ce qui concerne l'évolution du budget par centre de frais, la CREG a constaté des hausses importantes de coûts dans les centres de frais AAH (contrôle de gestion et reporting), CHW (*contract accounting*), FXA (sécurité/hygiène), VFD (télécommunications) et INM (*capacity trading*). Dans les centres de frais BDZ (Budget-planification-reporting), GVN (*dispatching*), IEH (Interventions/surveillance), KDZ (Stratégie et vision à long terme), PZH (contrôle comptage) et surtout VBN (documentation/mailling), la CREG a observé des baisses de coûts par rapport à 2004. La CREG a également demandé d'expliquer les variations des centres de frais SKW (pièces de rechange), LKT (fibres optiques), FBM (direction générale), CTA (projet terminal GNL), IWC (*engineering* : frais généraux), VRZ (laboratoire) et NSC (protection cathodique).

III.1.4 Décisions relatives aux propositions tarifaires du 30 septembre 2004

37. Les informations communiquées par la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG sur ces quatre points n'ont pas apporté les réponses attendues par la CREG. Par ailleurs, des adaptations étaient nécessaires, tant en ce qui concerne les coûts que les tarifs.

38. Par conséquent, pour les raisons exposées ci-dessus, la CREG a refusé la proposition tarifaire de la SA FLUXYS pour l'année 2005 par sa décision (B)041109-CDC-364 adoptée le 9 novembre 2004. Elle a également refusé la proposition tarifaire de la SA FLUXYS LNG pour l'année 2005 dans sa décision (B)041109-CDC-365 adoptée le 9 novembre 2004. Conformément à l'article 10, §§3 et 4, de l'arrêté tarifaire transport, la CREG a précisé les points à adapter pour obtenir son approbation.

39. En synthèse, les décisions de la CREG consistent à :
- refuser les propositions tarifaires 2005 de la SA FLUXYS et de la SA FLUXYS LNG ;
 - demander à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG, en référence à l'article 10, §4, de l'arrêté tarifaire transport, d'introduire un budget comportant une proposition tarifaire remaniée dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la décision de refus, en respectant la procédure visée au §1er, alinéa 2, du même article ;
 - confirmer, conformément à l'article 10, §3, de l'arrêté tarifaire transport, que les points minimum du budget comportant la proposition tarifaire que la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG devront adapter pour obtenir l'approbation de la CREG sont ceux qui figurent au chapitre III respectivement de la décision (B)041109-CDC-364 et de la décision (B)041109-CDC-365 ;
 - se réserver le droit de refuser les propositions tarifaires remaniées, conformément à l'article 10, §4, de l'arrêté tarifaire transport;
 - souligner que ses décisions ne créent aucun précédent et de ce fait ne peuvent être invoquées plus tard, ni en ce qui concerne les tarifs, et ni pour les coûts.

III.1.5 Propositions tarifaires remaniées

40. L'article 10, §4, de l'arrêté tarifaire transport stipule que la CREG doit approuver ou refuser la proposition tarifaire remaniée pour l'année d'exploitation suivante. Le 25 novembre 2004, la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG ont transmis à la CREG, dans les délais prévus, une « double proposition tarifaire remaniée ».

Invoquant l'absence de caractère contraignant des lignes directrices de la CREG, la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG ont introduit une « première proposition tarifaire remaniée » qui reprend la même notion de la marge bénéficiaire que celle qui figurait dans la proposition qui a déjà fait l'objet d'une décision de refus d'approbation de la part de la CREG, tout en apportant cependant certains aménagements. En introduisant cette première proposition tarifaire remaniée, la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG ont introduit en réalité un recours administratif non organisé à l'encontre de la décision de refus d'approbation de la CREG du 9 novembre 2004.

Dans le cas où la CREG maintenait la position adoptée dans ses décisions (B)041109-CDC-364 et (B)041109-CDC-365 vis-à-vis de la marge bénéficiaire équitable, la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG ont présenté une « proposition tarifaire remaniée à titre subsidiaire ».

Dans cette seconde proposition remaniée, la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG ont appliqué les lignes directrices de la CREG.

Dans leur courrier, la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG ont souhaité être entendues, dans le cas où la CREG n'envisage pas d'approuver la première proposition tarifaire remaniée, avant une décision définitive à propos de la proposition tarifaire remaniée à titre subsidiaire. Bien que cette demande intervienne au delà du délai prescrit par l'article 10, §4, second alinéa de l'arrêté tarifaire, la CREG a accepté cette demande et a auditionné les représentants des deux entreprises le 1er décembre 2004.

41. La CREG a procédé à l'examen de la double proposition tarifaire remaniée de la SA FLUXYS et de la SA FLUXYS LNG afin de vérifier si les adaptations demandées par elle étaient suffisamment rencontrées.

42. Concernant la première proposition tarifaire remaniée, la CREG a accepté les adaptations apportées par la SA FLUXYS, à l'exception d'un point, à savoir la valeur du WACC, toujours basé sur les paramètres de 2004 et équivalentement à 8,03% pour l'activité d'acheminement et à 8,43% pour les activités de terminaling et de stockage. Par conséquent, la CREG a refusé la première proposition tarifaire remaniée du 25 novembre 2005.

43. Concernant la proposition tarifaire remaniée à titre subsidiaire, la CREG a constaté que les adaptations de la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG rencontrent de manière satisfaisante les adaptations minimum exigées dans ses décisions de refus (B)041109-CDC-364 et (B)041109-CDC-365 rencontrées par. Elles conduisent à une diminution globale des coûts à charge des tarifs régulés par rapport aux tarifs approuvés de 2004 d'environ 10 millions d'euro pour l'acheminement, d'environ 1,7 M€ pour le stockage et d'environ 2,9 M€ pour le terminaling GNL.

III.1.6 Décisions relatives aux propositions tarifaires remaniées

44. Par conséquent, la CREG a décidé d'approuver la proposition tarifaire remaniée à titre subsidiaire de la SA FLUXYS et a adopté, le 9 décembre 2004, sa décision (B)041209-CDC-364/1. La CREG a également approuvé la proposition tarifaire remaniée à titre subsidiaire de la SA FLUXYS LNG et a adopté, le 9 décembre 2004, sa décision (B)041209-CDC-365/1.

45. Dans ces décisions, la CREG :

- refuse la première proposition tarifaire remaniée du 25 novembre 2004 ;
- approuve les tarifs qui sont proposés dans le modèle de rapport communiqué par la SA FLUXYS et la SA FLUXYS LNG le 25 novembre 2004 ;
- n'approuve pas nécessairement tous les coûts inclus dans les tarifs approuvés et mentionnés ci-dessus ;
- se réserve le droit de corriger les tarifs approuvés et mentionnés ci-dessus en cas de fautes inexcusables ;
- souligne que sa décision ne crée aucun précédent et de ce fait ne peut être invoquée plus tard.

Ces décisions sont également adoptées sans préjudice des approbations requises en application des principales conditions relatives à l'accès et à l'utilisation des réseaux de gaz résultant des articles 15/5, §3 et 15/14, §2, alinéa 2, 6°, de la loi gaz.

III.1.7 Programme de travail commun CREG-FLUXYS-FLUXYS LNG

46. Dans ses deux décisions d'approbation, la CREG a également demandé à la SA FLUXYS et à la SA FLUXYS LNG de mettre en œuvre un programme de travail en vue d'examiner et d'améliorer une série de points et, le cas échéant, de les modifier en vue de la proposition tarifaire pour l'année 2006.

47. Ces différents points ont été examinés lors de réunions bilatérales entre la CREG et les deux sociétés qui se sont tenues tout au long du premier semestre de 2005. Ces points concernent la vérification de la RAB, le balancing agreement et la réserve opérationnelle, le bilan prévisionnel par activités, les données à fournir à travers le plan comptable analytique et le modèle de rapport, les clés de répartition des coûts, le fonctionnement du service d'achats des deux sociétés, l'évolution des effectifs, les tarifs et suppléments tarifaires, les assurances et la tarification des deux lignes directes sur le territoire belge.

III.2. Tarifs des réseaux de distribution

III.2.1 Taux de rémunération nets pour 2005

48. Lors de la fixation des taux de rémunération nets, il a été tenu compte des éléments suivants :

a) 33% des CI :

33% des CI est rémunéré à 9,2020 % net, ce qui correspond à la somme des taux de rémunération suivants :

- le taux OLO moyen pour l'année 2002, soit : 4,1683 % multiplié par un facteur d'illiquidité de 1,2, ce qui donne 5,00196 % ;
- une prime de risque sectorielle spécifique de 3,5 % multipliée par un facteur d'illiquidité de 1,2, ce qui donne 4,2 %.

b) (D² – 33 %) des CI :

Etant donné que les fonds propres de tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel sont supérieurs à 33% du total bilantaire réévalué, le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel a également droit à une rémunération de (D – 33%) des CI. Cette rémunération est égale au taux OLO susmentionné de 2002, soit 4,1683 %, additionné d'un supplément de crédit de 0,7%, ce qui porte le pourcentage de rémunération à 4,8683 %.

c) Sur la partie restante des CI :

Le gestionnaire du réseau de gaz naturel a droit au remboursement des charges d'intérêt effectives jugées raisonnables (embedded cost).

Résumé des pourcentages de rémunération :

Sur 33% des CI	9,2020 % nets
Sur (D – 33 %) des CI	4,8683 % nets
Sur le reste des CI	Charges d'intérêt effectives

L'impôt des personnes morales est considéré comme un coût et est intégré dans les tarifs.

² D est le rapport entre les fonds propres réels (réévalués) et le total bilantaire. Si par exemple les fonds propres réévalués se montent à 90 % du total bilantaire, la société a une rémunération supplémentaire de 5,6796 % sur 57% des CI.

III.2.2 Aperçu de la procédure

49. Le tableau suivant donne un aperçu du déroulement de la procédure régissant le traitement des propositions tarifaires pour l'exercice d'exploitation 2005.

GRD	NATURE DU GRD	PROPOSITION TARIFAIRE	LETTRE PROP INCOMPLET	INF. COMPLEMENTAIRES	DECISION	SEANCE D'AUDITION	PROPOSITION ADAPTEE	DECISION DEFINITIVE	RETROACTIVITE	1 ^{re} PROLONGATION	2 ^e PROLONGATION	3 ^e PROLONGATION
ALG	PW	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	-----	-----	-----
GASELWEST	MF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	24/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
IDEG	MW	30/9/2004	7/10/2004		21/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	17/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
IGAO	MF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	24/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
IGH	MW	30/9/2004	7/10/2004		21/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	17/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
IMEWO	MF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	24/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
INTERGAS	PF	30/9/2004	7/10/2004		20/10/2004	9/11/2004	-----	25/11/2004	9/12/2004	-----	-----	-----
INTERGEM	MF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	24/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
INTERLUX	MW	30/9/2004	7/10/2004		21/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	17/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
INTERMOSANE	MW	30/9/2004	7/10/2004		21/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	17/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
IVEG	PF	30/9/2004	7/10/2004		25/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	-----	-----	-----
IVEKA	MF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	24/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
IVERLEK	MF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	24/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
PLIGAS	PF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	-----	-----	-----
SEDILEC	MW	30/9/2004	7/10/2004		21/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	17/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
SIBELGA	MB	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	-----	-----	-----
SIBELGAS N	MF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	24/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
SIMOGEL	MW	30/9/2004	7/10/2004		21/10/2004	9/11/2004	22/11/2004	25/11/2004	9/12/2004	17/3/2005	16/6/2005	15/9/2005
WVEM	PF	30/9/2004	7/10/2004		22/10/2004	9/11/2004	-----	25/11/2004	9/12/2004	-----	-----	-----

MF= mixte Flandre / MW = mixte Wallonie / MB = mixte Bruxelles PF = pure Flandre / PW = pure Wallonie

III.2.3 Proposition tarifaire initiale

50. Le Chapitre III de l'arrêté tarifaire distribution détermine la procédure de soumission et d'approbation des tarifs. L'article 11 détermine le délai dans lequel les différentes étapes de la procédure doivent être traitées.

51. Tout d'abord, il faut mentionner que le 23 mars 2004, comme prévu à l'article 25 de l'arrêté tarifaire distribution, la CREG a communiqué aux gestionnaires du réseau de distribution les normes et critères pris en compte lors de l'évaluation du caractère raisonnable des coûts repris dans les propositions tarifaires.

52. Conformément à l'article 16 de l'arrêté tarifaire distribution, l'introduction des propositions tarifaires accompagnées d'un budget se fait à l'aide d'un modèle de rapport établi par la CREG. Ce modèle de rapport a été envoyé par lettre recommandée aux gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel le 20 août 2004. Cette lettre attirait l'attention des gestionnaires du réseau de distribution sur les tableaux auxquels des modifications avaient été apportées, de même que sur le fait que la CREG estime, sur la base de l'article 6 de l'arrêté tarifaire, que les tarifs destinés aux clients dont la consommation annuelle dépasse 1 million de m³ doivent dorénavant être déterminés en fonction de la capacité souscrite par le client, sans tenir compte du volume consommé.

53. Conformément à l'article 11, §1er, de l'arrêté tarifaire, les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel doivent introduire auprès de la CREG, pour le 30 septembre de chaque année au plus tard, leur proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation suivant. Comme le révèle le tableau figurant au point III.2.2., tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel ont respecté cette disposition et ont introduit leurs propositions le 30 septembre 2004.

III.2.4 Renseignements complémentaires

54. Conformément à l'article 11, §2, de l'arrêté tarifaire distribution, la CREG a fait savoir le 7 octobre 2004 aux gestionnaires du réseau de distribution que les dossiers introduits le 30 septembre 2004 ne contenaient pas tous les renseignements permettant à la CREG de prendre une décision circonstanciée.

55. Dès lors, les gestionnaires du réseau de distribution ont été priés de remettre, en application de l'article 15/16, §1, de la loi gaz, les renseignements complémentaires

demandés. Ledit article stipule que, dans l'accomplissement des missions qui lui sont assignées, la CREG peut requérir les entreprises de gaz naturel intervenant sur le marché belge de lui fournir toutes les informations nécessaires.

56. Voici un aperçu non exhaustif des renseignements complémentaires qui ont été demandés :

- Les tableaux manquants ou incomplets du modèle de rapport (e.a. le budget) ;
- Transmettre un aperçu détaillé du calcul des coûts reportés ;
- Fournir une explication relative aux dépenses pour SEGE ;
- Transmettre le budget de Netmanagement pour l'année 2005, séparé par activité et par GRD ;
- Une estimation chiffrée complète de l'impact de toutes les mesures de maîtrise des coûts prises ou envisagées exerçant une influence sur le budget pour l'année 2005, en indiquant également dans quels postes budgétaires les répercussions de ces mesures peuvent être constatées et avec quoi établir le lien avec les points du retard d'efficacité révélé par l'analyse DEA/CCA ;
- Justifier la présence des « investissements » et des « valeurs disponibles » dans le tableau relatif au fonds de roulement net ;
- Un compte annuel approuvé et déposé, avec commentaire, de l'exercice comptable 2003 ;
- Un bilan et un compte de résultats séparé par activité (gaz, électricité et autres), au 31/12/2003 et 31/12/2004, avec réconciliation avec les comptes annuels totaux, officiels, ainsi qu'une note explicative détaillée relative à la méthode appliquée d'allocation à chaque activité ;
- Une justification de la diminution notable des dettes en ce qui concerne les rémunérations et les charges sociales, les autres dettes et les comptes de régularisation de l'actif entre 2004 et 2005 ;
- Transmettre les tarifs de raccordement appliqués pour 2003, ainsi que les montants estimés pour les raccordements en 2004 et 2005. Préciser la méthode de réévaluation qui leur est appliquée lors de la reprise dans la RAB;
- Une justification pour les 30% de frais généraux incorporés dans les tarifs de raccordement ;
- Fournir la preuve que le montant de l'activation des coûts, comme lors de la comptabilisation des investissements dans la RAB, a été supprimée des coûts d'exploitation ;

- Prévoir un aperçu détaillé des désinvestissements prévus pour 2005, en indiquant quel montant est déduit de la RAB et en établissant une distinction entre la valeur comptable nette et la plus-value reprise dans l'iRAB ;
- Un aperçu détaillé chiffré des investissements pour 2004 et 2005, en établissant une distinction selon les investissements de remplacement et d'extension ;
- Une justification des investissements, à l'aide du plan d'investissement introduit auprès du régulateur régional (et approuvé par celui-ci) ;
- Des pièces justificatives pour la reclassification des certificats de trésorerie dans les dettes à long terme (à plus d'un an) ;
- Fournir les tableaux d'amortissement pour tous les emprunts à long terme, tant en cours que prévus ;
- Une justification détaillée des *embedded costs* en établissant le lien entre les taux d'intérêt et les soldes de financement avec les contrats bancaires ;
- Les actes réglementaires et la méthode de calcul justifiant les coûts pour la rémunération pour l'occupation du domaine public ;
- Une explication pour la diminution considérable des coûts de raccordement, les données de mesure et de comptage et la hausse considérable des charges d'amortissement et les coûts pour la gestion du système ;
- Un calcul de la charge d'amortissement pour 2005 et une justification des écarts au niveau des montants appliqués pour les charges d'amortissement et les investissements ;
- Un aperçu général et chiffré de tous les coûts et revenus qui découlent des relations avec les autres gestionnaires du réseau de distribution ;
- Une explication relative à l'absence d'un coefficient d'interruptibilité sur les tarifs d'acheminement ;
- Une note explicative en ce qui concerne la méthode de calcul du terme fixe pour les clients mesurés par AMR (*Automatic Meter Reading*) et une consommation annuelle attendue supérieure à 1 million de m³ ;
- Une explication de la hausse des coûts d'entretien et des coûts des services techniques ;
- Une explication de la hausse plus importante du coût du personnel « gaz » comparé au coût du personnel total.

57. Conformément à l'article 11, §2, deuxième alinéa, de l'arrêté tarifaire distribution, les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel sont tenus de transmettre à la CREG

les renseignements demandés dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la lettre dans laquelle des informations complémentaires leur sont demandées.

58. Comme on peut le constater dans le tableau mentionné au point III.2.2, tous les gestionnaires du réseau de distribution ont transmis les informations complémentaires dans le délai imparti, sauf IVEG, dont les informations complémentaires ont été introduites le 25 octobre 2004.

III.2.5 Décisions concernant les propositions tarifaires originales

59. L'article 11, §3, de l'arrêté tarifaire stipule que la CREG doit, dans les trente jours calendriers suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou, le cas échéant, suivant la réception des informations complémentaires, informer le gestionnaire du réseau de distribution de gaz de sa décision d'approbation ou de rejet de la proposition tarifaire, par lettre au porteur avec accusé de réception. Dans sa décision de rejet, la CREG indique en quels points le gestionnaire du réseau de distribution de gaz doit adapter sa proposition tarifaire afin d'obtenir une décision d'approbation. La CREG motive sa décision en indiquant, le cas échéant, les points concernés du budget.

60. Vu que les décisions ont été prises par la CREG le 9 novembre 2004, le délai prévu à l'article 11, §3, a été tout à fait respecté.

61. Les propositions tarifaires de tous les gestionnaires du réseau de distribution ont été rejetées. Conformément à l'article 11, §3, de l'arrêté tarifaire distribution, la CREG a mentionné dans sa décision de refus les points de la proposition tarifaire que le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel doit adapter pour obtenir l'approbation de la CREG.

62. Voici une liste non exhaustive des points qui ont amené la CREG à rejeter les propositions tarifaires et qui doivent être adaptés afin que la proposition tarifaire puisse être approuvée :

- Le budget et le tableau y afférent doivent mentionner les revenus de la facturation à FLUXYS de la détente haute pression;
- Fournir une explication pour le recrutement de personnel supplémentaire, plus spécifiquement pour les emplois vacants sur la base desquels les recrutements sont programmés ;

- Les coûts uniques pour les raccordements doivent être repris dans la proposition tarifaire;
- Les tarifs de raccordement ne peuvent pas contenir de coûts indirects ;
- Le tarif de capacité doit être recalculé sur la base des pics mensuels et annuels corrects ;
- Le déplacement des profils de consommation au sein de groupes de clients doit être justifié ou corrigé ;
- Le coût de la fourniture de services publics doit être recalculé sans tenir compte de la différence entre le tarif normal et le prix d'achat du gaz naturel pour les clients dont le contrat de fourniture a été résilié;
- L'octroi, entre groupes de clients, du coût des obligations de service public pour la consommation rationnelle d'énergie doit être précisé ;
- Les dividendes à payer doivent être inclus dans les dettes à court terme, figurant dans le bilan prévisionnel, et le fonds de roulement net et les capitaux investis doivent être recalculés conformément aux lignes directrices de la CREG ;
- Les montants des pensions complémentaires non capitalisées doivent figurer dans les bilans prévisionnels;
- Lors du calcul du fonds de roulement nominal, il faut tenir compte des certificats de trésorerie, étant une dette à court terme ;
- Le coût d'amortissement doit être calculé sur une base amortissable actualisée et la plus-value de l'actif mis hors service doit être déduite de la valeur des capitaux investis;
- Les investissements d'extension doivent être répartis en investissements basse pression et moyenne pression ;
- La valeur des capitaux investis doit être correctement déterminée, la différence par rapport à l'année précédente doit être justifiée et les montants doivent concorder avec les montants mentionnés dans les plans d'investissement soumis au régulateur régional;
- Le calcul des *embedded costs* doit se faire conformément au marché et sur la base des emprunts en cours et doit être justifié à l'aide d'un plan financier détaillé;
- La rémunération équitable doit être calculée sur la base d'un calcul correct de la RAB et il faut utiliser les paramètres de rémunération adéquats pour le calcul de la rémunération sur la partie des fonds propres supérieurs à 33% des fonds totaux;

- Les impôts sur les sommes attribuées en tant que dividendes à l'associé privé doivent être calculés comme étant la différence entre la marge bénéficiaire équitable avant impôts et la marge bénéficiaire équitable après impôts;
- La rétribution des communes ne peut être facturée aux clients et doit donc être supprimée du tarif ;
- Il faut tenir compte, lors de la détermination des tarifs, des volumes prévus basés sur l'extension du réseau et des degrés-jours des 10 dernières années.
- Le tarif des activités de mesure et de comptage doit être recalculé sur la base d'un nombre d'utilisateurs estimé correctement.

63. Afin d'évaluer le caractère raisonnable des frais d'exploitation des gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel, la CREG a fait appel à des méthodes courantes de mesure de l'efficacité des entreprises. La méthode *Data Envelopment Analysis* (DEA) a été appliquée aux propositions tarifaires des gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel. Il s'agit d'une analyse belge interne de l'efficacité ne faisant pas appel à des comparaisons avec l'étranger. L'analyse a donc été appliquée à tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel actifs sur le territoire Belge.

64. Comme facteur de production (*input*), la CREG a opté pour le total des frais non-imposés, internes. La CREG a choisi comme produits (*output*) le nombre de points connectés (codes EAN) et la longueur du réseau. La consommation (en MWh) n'a pas été retenue comme output eu égard à l'étroite corrélation avec le nombre de points connectés et au lien moins causal avec les coûts.

65. Le score d'efficacité d'un gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel a été calculé en le comparant avec une combinaison linéaire de gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel qui produisent une même quantité de chaque output avec la combinaison d'inputs minimale. Le score d'efficacité précise dans quelle mesure les inputs doivent être réduits pour que le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel atteigne la limite d'efficacité. Un gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel est considéré comme efficace si aucun autre gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel ni combinaison linéaire d'autres gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel ne peut produire une quantité égale d'outputs avec moins d'inputs.

66. L'analyse DEA fait apparaître que tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel ne présentent pas une efficacité égale et qu'il existe des cas d'efficacité extrême. La moyenne des scores d'efficacité s'élève à 81,49% contre 79,05% lors de la

fixation des tarifs pour l'année 2004. Deux gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel constituent la limite d'efficacité et le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel le moins efficace obtient un score de 53,47% contre 44,99% en 2004.

67. En complément à l'analyse DEA, la CREG a également effectué une *Cost Component Analysis* (CCA) qui calcule une série de ratios. Ces ratios permettent de voir quels sont les coûts totaux par kilomètre de conduite et par client et quel est le coût total moyen par MWh.

68. Durant la procédure, les deux méthodes d'analyse précitées ont permis d'avoir un aperçu de l'efficacité et de mieux veiller à la maîtrise des coûts. Vu qu'au moment de la fixation des tarifs pour 2005 (novembre 2004) la CREG n'avait pas encore pu déterminer de résultat définitif pour 2004, il n'était pas encore possible d'imposer d'éventuelles mesures de réduction des coûts sur la base des méthodes précitées.

69. Sur la base des résultats du *benchmarking*, la CREG a décidé que les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel devraient introduire, en annexe à leur proposition tarifaire remaniée pour l'année 2005, une note abordant les éléments spécifiques qui expliquent leur retard d'efficacité sur les points indiqués.

III.2.6 Audition

70. L'article 11, §4, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que la CREG entend le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel dans un délai de quinze jours calendrier suivant la réception de la décision de refus lorsque celui-ci le demande.

71. Dix-sept des dix-neuf gestionnaires des réseaux de distribution dont la proposition tarifaire a été rejetée ont eu recours à cette possibilité.

72. Toutes les auditions ont été organisées le 22 novembre 2004 et offraient la possibilité aux gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel de commenter ou de préciser oralement un certain nombre de points ayant entraîné la modification des propositions tarifaires par la CREG.

III.2.7 Proposition tarifaire remaniée

73. Conformément à l'article 11, §4, de l'arrêté tarifaire distribution, le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel est tenu d'introduire auprès de la CREG sa proposition tarifaire remaniée dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la décision de refus, conformément à la procédure visée au § 1, deuxième alinéa, du même article.

74. Tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel ont introduit leur proposition tarifaire remaniée le 25 novembre 2004. Les délais ont été respectés par tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel.

III.2.8 Décisions relatives aux propositions tarifaires adaptées

75. L'article 11, § 4, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que, dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire remaniée, la CREG informe le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel par lettre recommandée de la poste de sa décision d'approuver ou de refuser la proposition tarifaire remaniée.

76. Le 9 décembre 2004, la CREG a pris une décision relative à toutes les propositions tarifaires remaniées introduites. Treize des dix-neuf propositions tarifaires remaniées ont été rejetées. Les propositions tarifaires remaniées des gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel ALG, Intergas, IVEG, Pligas, Sibelga et WVEM ont été approuvées pour l'exercice d'exploitation 2005 et étaient dès lors applicables du 1er janvier au 31 décembre 2005 inclus.

77. Les considérations suivantes ont donné lieu au refus des propositions tarifaires adaptées :

- Lors du calcul du fonds de roulement nominal, il faut tenir compte des certificats de trésorerie, soit une dette à court terme ;
- La plus-value de l'actif mis hors service doit être déduite de la valeur des capitaux investis ;
- La rétribution des communes ne peut être facturée aux clients et doit donc être supprimée du tarif ;
- Le taux de dégressivité des tarifs des différentes tranches du groupe de clients 1 et 2 ne peut être modifié arbitrairement.

78. L'article 12, premier alinéa, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que si la CREG décide de refuser la proposition tarifaire remaniée, elle peut approuver des tarifs provisoires, que le gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel concerné sera tenu d'appliquer pour une période de trois mois renouvelable.

79. Dans ses décisions du 9 décembre 2004, la CREG a dès lors imposé des tarifs provisoires aux gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel dont la proposition tarifaire adaptée a été rejetée. Les tarifs provisoires ont été calculés sur la base du budget recalculé par la CREG par groupe de clients. Les tarifs de raccordement sont les mêmes que ceux adaptés par les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel.

80. Il convient de signaler deux corrections importantes qui ont été apportées lors de la fixation des tarifs provisoires. Tout d'abord, la CREG a constaté que les montants des certificats de trésorerie chez les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel mixtes flamands n'étaient pas portés en compte dans le fonds de roulement nominal alors qu'il s'agit de dettes à court terme. La CREG a dès lors requalifié les montants des certificats de trésorerie en dettes à court terme lors de la fixation des tarifs provisoires pour ces gestionnaires de réseau. Le montant total des certificats de trésorerie (gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel mixtes flamands), de même que le montant des plus-values de l'actif mis hors service doivent être déduits de la RAB, ce qui a exercé une influence sur le calcul de la marge bénéficiaire équitable. En outre, une correction a été effectuée concernant l'impact des impôts directs. Ces deux éléments ont donné lieu à une diminution du niveau des tarifs.

81. La CREG souhaitait ensuite souligner le fait que les tarifs et les tranches horaires constituent un tout. Par conséquent, il faut tenir compte, lors de l'application des tarifs, de la durée pendant laquelle un client a fait usage du réseau en proratisant les tranches annuelles (*pro rata temporis*). Lors de la facturation des clients mesurés annuellement, il est également nécessaire de répartir, sur une base objective, la quantité de kWh sur les années calendrier au cours desquelles cette quantité de kWh a été transportée sur le réseau de distribution. Si certains (groupes de) clients sont facturés mensuellement, des tranches mensuelles peuvent être utilisées pour des raisons pratiques, à condition toutefois qu'à la fin de l'année, une compensation ait lieu sur la base des tranches horaires.

82. Enfin, la CREG a formulé dans sa décision du 9 décembre 2004 fixant des tarifs provisoires une réserve générale dont l'importance pour l'avenir justifie qu'elle soit intégralement reprise ci-dessous. Elle est énoncée comme suit :

« La CREG souhaite souligner que le fait qu'elle ne formule pas de remarques explicites dans la présente décision par rapport à certains coûts, à certaines clés de répartition ou à certains éléments constitutifs de la marge équitable, en particulier la valeur des capitaux investis et l'activation de 16,5% des frais généraux, ne peut être interprété comme une acceptation tacite pour les prochaines années. La CREG se réserve en effet le droit d'effectuer dans le courant des prochaines années des analyses approfondies par rapport au caractère raisonnable et au fondement de ces différents éléments.

Dans le cadre de la procédure prévue à l'article 26 de l'arrêté royal du 29 février 2004, visant la détermination du résultat définitif, la CREG se réserve également le droit de rectifier chaque élément, connu ou inconnu au moment de la proposition tarifaire, influençant le niveau des tarifs ou la répartition des coûts entre catégories de clients et, sur cette base, de décider de l'attribution d'un bonus ou d'un malus pour l'exercice d'exploitation suivant. Pour cela la CREG se basera sur des bilans approuvés, notamment pour la détermination du facteur D définitif et du fonds de roulement nominal définitif. »

III.2.9 Prolongation des tarifs provisoires

83. En vertu de l'article 12 de l'arrêté tarifaire distribution, la CREG a fixé les tarifs provisoires le 17 mars 2005 pour ce qui concerne les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel mixtes wallons et le 24 mars 2005 pour ce qui concerne les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel mixtes flamands pour la période allant du 1^{er} janvier 2005 au 31 mars 2005 inclus.

84. Dans une lettre de 14 février 2005, la CREG a offert aux gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel la possibilité de transmettre une nouvelle fois, au plus tard pour le 10 mars 2005, des informations relatives aux points que la CREG a spécifiés dans sa décision comme étant à adapter afin que des tarifs approuvés soient encore valables pour la (les) période(s) tarifaire(s) de l'exercice d'exploitation 2005.

Les gestionnaires du réseau de distribution mixtes wallons et flamands, pour lesquels la CREG avait fixé des tarifs provisoires valables jusqu'au 31 mars 2005 inclus dans sa décision du 9 décembre 2004, avaient fait usage de cette possibilité.

86. Les gestionnaires wallons ont introduit leur dossier d'information le 25 février 2005 et les gestionnaires flamands le 10 mars 2005. Les dossiers d'information ne comportent pas, sauf du côté flamand pour ce qui concerne le point relatif aux rétributions des communes, d'éléments nouveaux en ce qui concerne les adaptations demandées par la CREG dans sa décision du 9 décembre 2004.

87. Le 17 mars, la CREG a décidé de prolonger pour la période allant du 1er avril au 30 juin 2005 inclus les tarifs provisoires pour les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel wallons, tels qu'approuvés le 9 décembre 2004. Il convient de noter que malgré la reprise des réseaux d'Intermosane par ALG, la CREG a fixé des tarifs de réseau de distribution pour le territoire de la ville de Verviers pour la période allant du 1er janvier au 31 mars 2005 inclus. Ces tarifs ont également été prolongés pour la période allant du 1er avril au 30 juin 2005 inclus.

88. Le 24 mars, la CREG a approuvé des tarifs provisoires pour les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel mixtes flamands qui devaient être appliqués au cours de la période allant du 1er avril au 30 juin 2005 inclus. L'unique modification que la CREG a acceptée au niveau des tarifs provisoires tels qu'ils valaient pour le premier trimestre de 2005 concernait la reprise de la rétribution des communes. La CREG suit le mode de calcul proposé par les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel pour la différence entre le montant total de la rétribution et la partie qui avait déjà été reprise dans les tarifs provisoires valables du 1er janvier 2005 au 31 mars 2005. Le tarif obtenu pour cette différence a été ajouté au tarif qui était déjà compris dans les tarifs provisoires valables du 1er janvier 2005 au 31 mars 2005 inclus.

89. Suite à la deuxième prolongation, des informations ont à nouveau été transmises à la CREG par les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel. Ceci a eu lieu le 26 mai 2005 pour Interlux le 27 mai 2005 pour les autres gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel mixtes wallons et le 31 mai 2005 pour les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel mixtes flamands. Etant donné que les informations ne comportaient pas d'éléments nouveaux et que, par conséquent, il n'avait toujours pas été satisfait aux points énumérés par la CREG dans ses décisions précédentes et auxquels il fallait satisfaire afin de pouvoir obtenir l'approbation de celle-ci, la CREG a prolongé ses tarifs provisoires pour la période allant du 1er juillet au 30 septembre 2005 inclus dans ses décisions du 16 juin 2005.

90. Dans le cadre de la troisième prolongation, des informations ont été transmises par tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel (à l'exception d'Intermosane). Pour IGH, Simogel et les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel mixtes flamands, ceci a eu lieu le 30 août 2005 ; pour les autres gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel mixtes wallons et flamands, ceci a eu lieu le 29 août 2005. Etant donné que les informations ne comportaient pas d'éléments nouveaux, le 15 septembre 2005, la CREG a pris, pour la troisième fois, la décision de renouveler les tarifs, cette fois pour la période allant d'octobre au 31 décembre 2006 inclus.

91. Deux gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel ont signalé une erreur matérielle à la CREG dans leurs tarifs approuvés pour 2005. PLIGAS a prié la CREG de rectifier son erreur (i.e. de PLIGAS) lors de la rédaction des tarifs du groupe de clients deux à l'aide d'une nouvelle grille tarifaire. Etant donné qu'il s'agissait d'une erreur matérielle et attendu que les tarifs doivent couvrir les coûts estimés, la CREG a décidé d'approuver cet erratum du 17 février 2005, ce qui a un effet à la baisse sur les coûts, et de rendre applicables les tarifs rectifiés du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2005 inclus. L'ALG a informé la CREG le 26 janvier 2005 d'une incohérence dans les tarifs du groupe de clients 3 (GC3) dans la grille tarifaire initialement publiée. La CREG estimant qu'il s'agissait d'une erreur matérielle et que les tarifs publiés ne couvraient pas les charges prévisionnelles a décidé de rectifier cette erreur par l'erratum du 10 février 2005. La CREG a donc corrigé la grille tarifaire et a approuvé de nouveaux tarifs GC3 pour la période du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2005.

III.2.10 Conseil d'Etat

92. Tous les gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel pour lesquels les tarifs n'avaient pas été approuvés (tous les mixtes à l'exception de Sibelga) et pour lesquels, par conséquent, des tarifs provisoires avaient été imposés, ont introduit des recours auprès du Conseil d'Etat contre ces décisions de la CREG. Du côté flamand, des gestionnaires du réseau de distribution de gaz naturel purs ont, en outre, également introduit un recours. Toutes ces procédures sont en cours pour l'instant.

IV. TARIFS

IV.1. Tarifs du réseau de transport

93. Tout au long du processus d'examen du budget comportant la proposition tarifaire de la SA FLUXYS et de la SA FLUXYS LNG pour l'année 2005, la CREG a veillé à l'application et au respect des principes tarifaires décrits à la section I ci avant. La CREG a été particulièrement attentive à la conformité des propositions tarifaires à la loi gaz et l'arrêté tarifaire transport ainsi qu'au respect des lignes directrices concernant la marge bénéficiaire équitable.

IV.1.1 Publication des tarifs

94. L'article 12 de l'arrêté tarifaire transport stipule que la CREG fait publier son éventuelle décision d'approbation de la proposition tarifaire pour l'exercice à venir au plus tard dans la dernière édition du Moniteur belge et du Journal officiel des communautés européennes de l'année en cours, de même que par voie électronique, et ce, dans les plus brefs délais.

95. Les tarifs de la SA FLUXYS et de la SA FLUXYS LNG approuvés par la CREG pour l'année 2005 ont été publiés au Moniteur belge du 23 décembre 2004. Ils ont été publiés sur le site Internet de la CREG (www.creg.be) le 17 décembre 2004 ainsi qu'au Journal officiel des communautés européennes.

96. Les tarifs repris ci-dessous concernent les tarifs réglementés relatifs aux services de base et aux services complémentaires se rapportant, pour la SA FLUXYS, à l'acheminement à destination du marché national et au stockage de gaz et, pour la SA FLUXYS LNG, au terminalling GNL. Ces tarifs sont exprimés hors taxe sur la valeur ajoutée (TVA) et hors redevance CREG. Ils ne sont pas indexés ; cependant, comme précisé par l'arrêté tarifaire transport, ils sont sujets à révision annuelle.

IV.1.2 Acheminement à destination du marché national

97. Depuis le 1^{er} avril 2004, les tarifs d'acheminement sont du type "*entry-exit*" et permettent de conserver le caractère ferme des capacités contractées lorsque l'utilisateur du réseau nomme sur sa route. Dans ce système, caractérisé par une autre structure tarifaire et de nouveaux services, l'utilisateur a en outre la possibilité de nommer en s'écartant de sa route. Cette souplesse supplémentaire est offerte sur la base d'un *reasonable endeavour* en vertu duquel la SA FLUXYS essaye de satisfaire cette demande de flexibilité.

98. Les tarifs d'acheminement pour l'année 2005 sont repris dans le tableau ci-après :

ACHEMINEMENT	TARIF 2005																									
	Entrée	Re-livraison																								
Entrée (Entry)																										
Capacité ferme	7,8	€/m ³ (n)/h/an																								
Capacité conditionnelle	7,1	€/m ³ (n)/h/an																								
Capacité interruptible*	4,7	€/m ³ (n)/h/an																								
Re-livraison (Exit)																										
HP																										
Capacité ferme SLP		22,3 €/m ³ (n)/h/an																								
Capacité ferme non SLP		22,3 €/m ³ (n)/h/an																								
Capacité injection Loenhout (annuelle)		17,6 €/m ³ (n)/h/an																								
Capacité interruptible		13,4 €/m ³ (n)/h/an																								
Capacité NDM*		27,5 €/m ³ (n)/h/an																								
MP																										
Capacité ferme SLP		10,5 €/m ³ (n)/h/an																								
Capacité ferme non SLP		10,5 €/m ³ (n)/h/an																								
Capacité interruptible		6,3 €/m ³ (n)/h/an																								
Flexibilité																										
<i>Rate Flexibility</i>																										
RF complémentaire		12,4 €/m ³ (n)/h/an																								
<i>CIT</i>																										
CIT complémentaire SLP		2,3 €/m ³ (n)/an																								
CIT complémentaire non-SLP		2,3 €/m ³ (n)/an																								
<i>DIT</i>																										
DIT complémentaire		5,1 €/m ³ (n)/an																								
Odorisation																										
Variable		0,68 € / 1000 m ³ (n)																								
Dedicated PRS																										
		7,2 €/m ³ (n)/h/an																								
Transformateur de gaz H en gaz L																										
Fixe		11,6 €/m ³ (n)/h/an																								
Variable		17,4 €/1000 m ³ (n)																								
Démarrage additionnel		12.000 €/démarrage																								
Prolongation période opérationnelle en mars		47.300 €/an																								
Raccordement																										
		2.000 €/raccordement																								
Déconnexion																										
		2.000 €/déconnexion																								
Suppression de capacité																										
		5.000 €/suppression																								
<p>Tarif saisonnier : = tarif annuel de la capacité considérée multipliée par un coefficient variant de mois en mois (voir tableau ci-dessous) (élément capacité)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Janvier</th> <th>Février</th> <th>Mars</th> <th>Avril</th> <th>Mai</th> <th>Juin</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>35%</td> <td>35%</td> <td>20%</td> <td>15%</td> <td>9%</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <th>Juillet</th> <th>Août</th> <th>Septembre</th> <th>Octobre</th> <th>Novembre</th> <th>Décembre</th> </tr> <tr> <td>9%</td> <td>9%</td> <td>10%</td> <td>10%</td> <td>20%</td> <td>30%</td> </tr> </tbody> </table>			Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	35%	35%	20%	15%	9%	9%	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	9%	9%	10%	10%	20%	30%
Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin																					
35%	35%	20%	15%	9%	9%																					
Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre																					
9%	9%	10%	10%	20%	30%																					
<p>Tarif court terme : = (pour un contrat standard de n jours) tarif annuel de capacité considérée, multiplié par le coefficient saisonnier du mois considéré (voir tableau ci-dessus), divisé par 30, multiplié par le maximum(n,7) et multiplié par 120%. (élément capacité)</p>																										

+ commodity fee 0,20%

* Ces services seront introduits à partir du 1er avril 2005.

* Pression maximale de service admissible ≥ 65 bars.

** Pression maximale de service admissible < 65 bars.

99. Les tarifs de capacité comportent deux éléments : un élément basé sur les droits fixes, appelés *Maximum Transport Services Rights* (MTSR) et un élément *Commodity* équivalent à 0,2% de l'énergie réellement transportée valorisée sur la base des publications du Dow Jones pour le marché de Zeebrugge.

100. Le tarif de capacité d'entrée (*entry*) est additionné avec le tarif de capacité de re-livraison (*exit*). Il en est de même pour le tarif de capacité haute pression (HP) et le tarif de moyenne pression (MP) lorsque la route de l'utilisateur du réseau utilise à la fois le réseau des conduites principales (pression maximale de service admissible ≥ 65 bars) et le réseau des conduites secondaires (pression maximale de service admissible < 65 bars).

101. Un système d'équilibrage journalier avec contraintes horaires s'applique par zone d'équilibrage, dans le cadre duquel chaque utilisateur du réseau doit équilibrer sur chaque zone d'équilibrage la quantité d'énergie injectée aux points d'entrée et celle prélevée aux points de re-livraison. L'équilibrage peut s'effectuer sur l'ensemble des zones d'équilibrage en gaz H pour autant que la capacité de transfert entre celles-ci soit disponible. Afin de pallier les éventuels déséquilibres entre les quantités entrantes et sortantes sur le réseau, l'utilisateur peut accéder aux services de flexibilité offerts par la SA FLUXYS. L'équilibrage journalier se fait dans les limites des tolérances horaires et journalières appelées *Hourly Imbalance Tolerance* (HIT), *Daily Imbalance Tolerances* (DIT) et *Cumulated Imbalance Tolerances* (CIT). Des suppléments tarifaires sont également prévus afin d'inciter les utilisateurs du réseau à souscrire des services de capacité et de flexibilité le plus précisément possible au regard de leurs besoins réels.

102. Deux catégories de clients finals sont distinguées dans la structure tarifaire du système "entry-exit" :

- les clients SLP (Synthetic Load Profile) dont le profil de consommation est établi sur la base de relevés de mesure périodique de l'installation de comptage et sur la base de l'application par le gestionnaire du réseau de distribution d'un profil de consommation estimé. Les clients SLP ont un profil de consommation très dépendant de la température, ce qui nécessite des services adaptés aux besoins spécifiques de ce profil;
- les clients non SLP équipés d'un enregistrement horaire avec télétransmission installé sur l'équipement de comptage. Actuellement, tout client dont la consommation est supérieure à 1 million de m³(n) est un client non SLP, de même que les clients finals directement raccordés au réseau de transport.

103. Enfin, bien que la durée standard des contrats de transport soit fixée à un an, des contrats de plus courte durée sont disponibles et assortis de tarifs mensuels pour des capacités saisonnières et de tarifs pour une durée minimum de sept jours consécutifs pour des capacités de court terme.

104. Le tarif mensuel de capacité saisonnière, applicable en première et seconde période tarifaire, est égal au tarif annuel de capacité ferme multiplié par un coefficient variant de mois en mois d'après le tableau ci-dessus. Le tarif de court terme, applicable en seconde période uniquement, est égal au tarif annuel de capacité ferme multiplié par le coefficient saisonnier du mois considéré, divisé par 30, multiplié par 7 et multiplié par 120 %.

105. Le tableau qui suit donne une comparaison des tarifs pour les services de base liés à l'acheminement et appliqués en 2002, 2003, 2004 et 2005.

en €/(m³/h)/an	Tarifs	Tarifs	Comparaison	Tarifs	Comparaison	Tarifs	Comparaison	Comparaison
	2002	2003	2002-2003	2004	2003-2004	2005	2004-2005	2002-2005
Haute pression (HP)								
Capacité ferme	33,4	31,4	-6,0%	30,5	-2,9%	30,1		-9,9%
Capacité ferme - SLP	33,4	31,4	-6,0%	32,4	3,2%	30,1		-9,9%
Moyenne pression								
Capacité ferme	11,7	10,7	-8,5%	10,6	-0,9%	10,5		-10,3%
Entry								
Capacité ferme (HP)				8,0	-	7,8	-2,5%	
Exit								
Capacité ferme (HP)				22,5	-	22,3	-0,9%	
Capacité ferme - SLP (HP)				24,4	-	22,3	-8,6%	
Capacité ferme (MP)				10,6	-	10,5	-0,9%	
Capacité ferme - SLP (MP)				10,6	-	10,5	-0,9%	

106. De manière globale, la CREG constate une baisse continue des tarifs d'acheminement depuis 2002 avec, en parallèle, une amélioration croissante de l'offre de service aux utilisateurs du réseau. Ainsi, par exemple, les tarifs d'acheminement pour les capacités fermes haute pression et moyenne pression ont respectivement diminué de 9,9% et 10,3% entre 2002 et 2005. Cette baisse est encore plus importante si on considère l'inflation.

IV.1.3 Les tarifs de stockage de gaz naturel

107. Les services de stockage de la SA FLUXYS couvrent l'injection de gaz naturel, le maintien du volume de gaz naturel stocké et sa réémission dans le réseau de transport. L'entreprise de transport dispose actuellement de deux installations de stockage en activité en Belgique: le stockage en nappe aquifère de Loenhout et le stockage GNL du peakshaving de Dudzele. Leurs capacités sont réservées par priorité aux besoins des clients de la distribution publique.

108. En 2005, les tarifs de chacune de ces deux installations de stockage, pour une durée standard d'un an et par unité standard de stockage, se sont respectivement élevés à 107,7,4 € et 26,7 €, hors surcharges et hors TVA.

109. Chaque unité standard de stockage de Loenhout regroupe quatre termes de capacité : une capacité d'émission de base de 1 m³(n)/h, une capacité d'émission de pointe de 2 m³(n)/h, une capacité d'injection de pointe de 1 m³(n)/h et un volume de stockage de 2.320 m³(n) ferme . En ce qui concerne le peakshaving de Dudzele, chaque unité standard comprend une capacité d'émission ferme de 1 m³(n)/h, une capacité d'émission interruptible de 0,25 m³(n)/h et un volume de stockage de 137,5 m³(n).

110. Afin de couvrir ses consommations de gaz naturel pour rendre opérationnel le stockage de Loenhout et le peakshaving de Dudzele, la SA FLUXYS prélève 1,5 % des quantités de gaz injectées (à Loenhout ou Dudzele), émises par l'utilisateur du service du stockage.

111. La comparaison des tarifs de stockage entre 2004 et 2005 est donnée ci-dessous :

Loenhout	Tarif	Tarif	Comparaison
€/unité std	2004	2005	2004/2005
	108,7	107,7	-0,9%

Peak-Shaving	Tarif	Tarif	Comparaison
€/unité std	2004	2005	2004/2005
	28,5	26,7	-6,3%

IV.1.4 Les tarifs de terminalling GNL

112. Le terminal méthanier de Zeebrugge permet la réception et le déchargement d'un méthanier, le stockage tampon du GNL et son émission dans le réseau de transport après regazéification. Outre ces services standard, il est possible de souscrire du stockage de flexibilité et de la capacité d'émission interruptible.

113. La capacité du terminal méthanier est de 933 GWh pour le stockage de base, de 667 GWh pour le stockage de pointe et de 264 GWh/jour pour l'émission de gaz naturel. Pour une quantité de GNL déchargée supérieure à 800 GWh (soit un méthanier de la classe de 125.000 m³), la durée du stockage de base correspond à six jours. Pour les quantités déchargées de moins de 800 GWh, la durée de stockage de base est réduite en proportion des quantités déchargées. Si la durée de stockage dont l'utilisateur a besoin est supérieure à la durée de stockage de base, l'utilisateur doit réserver du stockage de flexibilité devant couvrir cette durée supplémentaire et correspondant à une capacité au moins égale au niveau de son stock au terme de la durée du stockage de base.

114. Les tarifs régulés associés à ces services pour l'exercice 2005 sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Réception	205.406 ,9 €/cargaison
Stockage	
- de base	31.395,9 €/jour
- de flexibilité	0,2 €/m ³ GNL/jour
Emission	
- Capacité ferme d'émission	19,3€/m ³ (n)/h/an
- Capacité interruptible d'émission	11,6€/m ³ (h)/h/an

115. La SA FLUXYS LNG prélève par ailleurs du gaz à concurrence de 1,3% des quantités effectivement émises pour couvrir ses besoins en gaz destinés à faire fonctionner le terminalling.

116. La capacité interruptible d'émission correspond à une partie de la réserve opérationnelle nécessaire selon la SA FLUXYS à préserver l'intégrité du réseau en cas de déséquilibres momentanés provoqués par les utilisateurs du réseau. En outre, pour couvrir ses consommations de gaz, utilisé pour faire fonctionner le terminalling, l'entreprise de transport prélève du gaz à concurrence de 1,3% des quantités effectivement émises.

117. De manière à s'assurer du bien fondé de toute demande de "slot" au terminal de Zeebrugge, une avance à valoir sur la réservation du "slot" et s'élevant à 2.000 € par demande de "slot" sera demandée par la SA FLUXYS. Cette avance sera remboursée en cas de réponse négative à la demande de "slot". Si la demande est suivie d'une réservation, ce montant sera déduit du prix applicable à cette réservation.

118. La comparaison des tarifs d'utilisation du terminal appliqués en 2004 et 2005 est présentée dans le tableau ci-dessous :

Terminaling GNL	Tarif 2004	Tarif 2005	Comparaison 2004/2005
Réception (€/cargaison)	223.310	205.407	-8,0%
Stockage de base (€/jour)	31.928	31.396	-1,7%
Stockage de flexibilité (€/m ³ GNL/jour)	0,22	0,22	-
Emission ferme (€/m ³ (n)/h)/an	20,72	19,33	-6,7%
Emission interruptible (€/m ³ (n)/h)/an	12,43	11,6	-6,7%

Les tarifs de terminaling ont baissé globalement de 5,1% entre 2004 et 2005.

IV.2 Tarifs du réseau de distribution

IV.2.1 Publication des tarifs

119. L'article 13, premier alinéa, de l'arrêté tarifaire distribution stipule que la CREG fait publier dans les plus brefs délais son éventuelle décision d'approbation de la proposition tarifaire visée à l'article 11 du présent arrêté pour l'exercice à venir, dans le Moniteur belge, de même que par voie électronique, et ce dans les plus brefs délais.

120. Voici un aperçu des différentes dates auxquelles les tarifs ont été publiés au Moniteur belge :

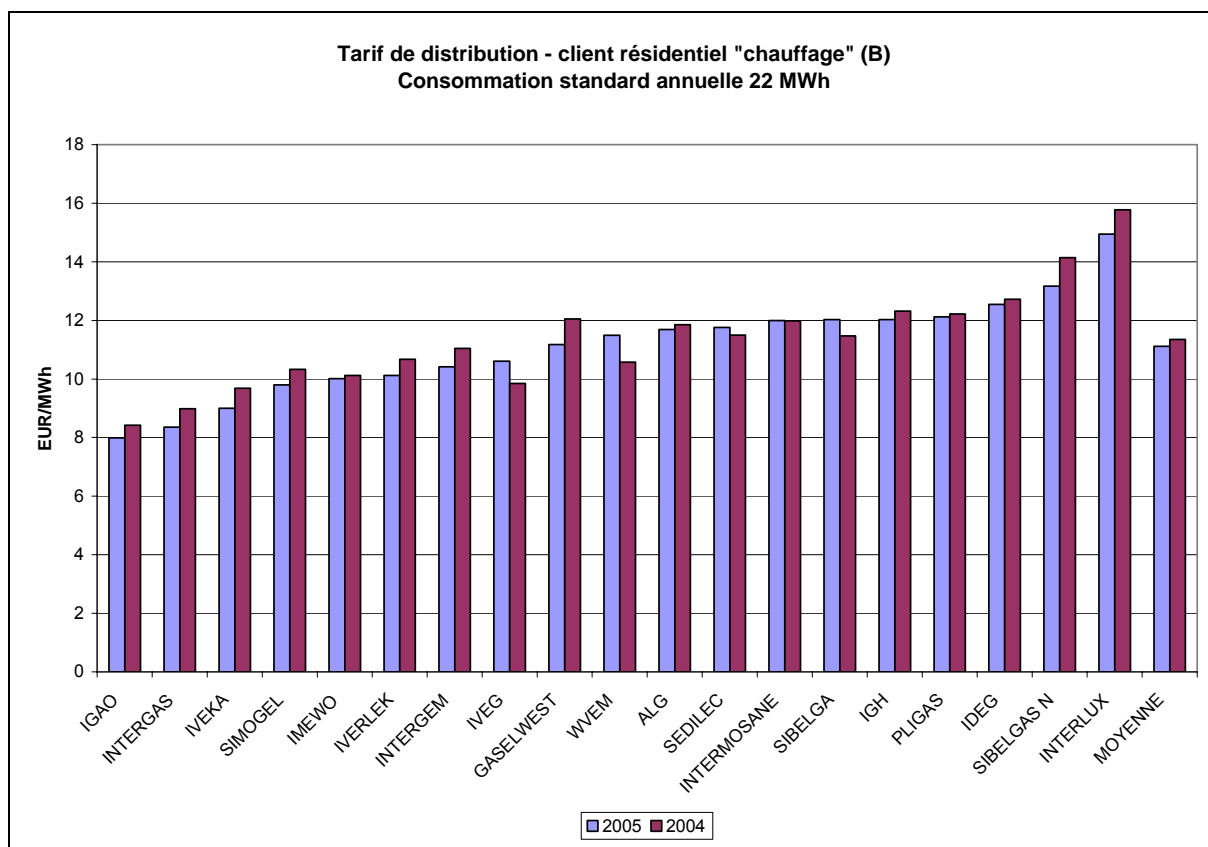
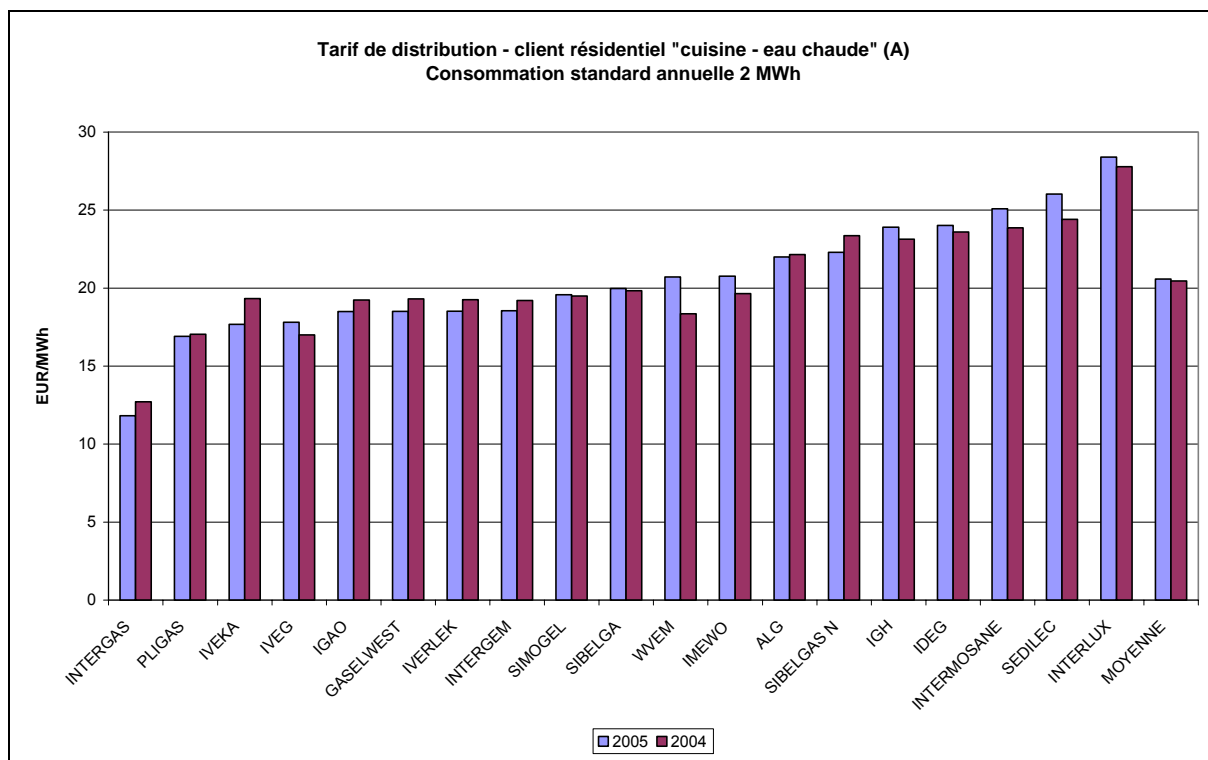
- 23 décembre 2004: tarifs distribution gaz naturel ALG, Intergas-Netbeheer, IVEG, Interelectra-Pligas et WVEM valables du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2005 inclus et Gaselwest, Igao, Imewo, Intergas Iveka, Iverlek, Sibelgas Noord, Ideg, IGH, Interlux, Interмосane, Sedilec, Simogel valables du 1^{er} janvier 2005 au 31 mars 2005 inclus ;
- 16 mars 2005: errata concernant les tarifs d'ALG et d'Interelectra-Pligas;

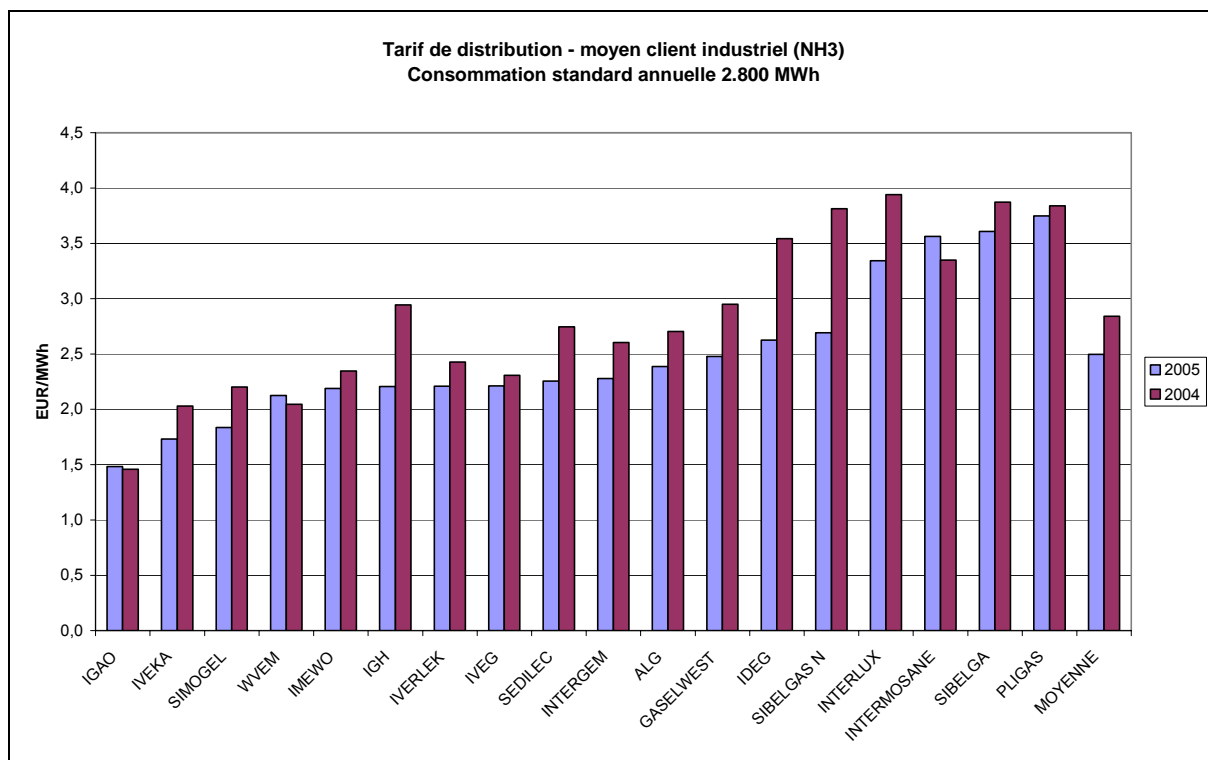
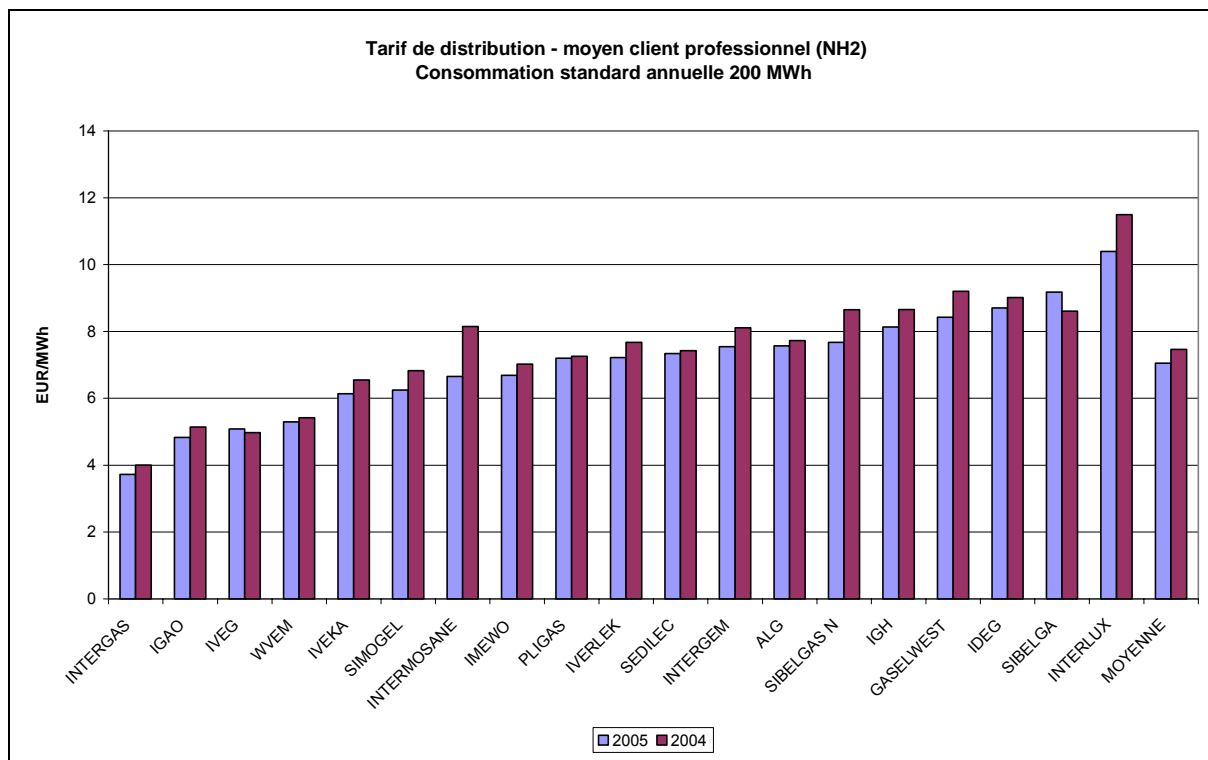
- 25 avril 2005: tarifs distribution gaz naturel Gaselwest, Igao, Imewo, Intergas Iveka, Iverlek, Sibelgas Noord, Ideg, IGH, Interlux, Intermosane, Sedilec, Simogel valables du 1^{er} avril 2005 au 30 juin inclus ;
- 12 juillet 2005: tarifs distribution gaz naturel Gaselwest, Igao, Imewo, Intergas Iveka, Iverlek, Sibelgas Noord, Ideg, IGH, Interlux, Intermosane, Sedilec, Simogel valable du 1^{er} juillet 2005 au 30 septembre 2005 inclus;
- 30 septembre 2005: tarifs distribution gaz naturel Gaselwest, Igao, Imewo, Intergas Iveka, Iverlek, Sibelgas Noord, Ideg, IGH, Interlux, Intermosane, Sedilec, Simogel valable du 1^{er} octobre 2005 au 31 décembre 2005 inclus.

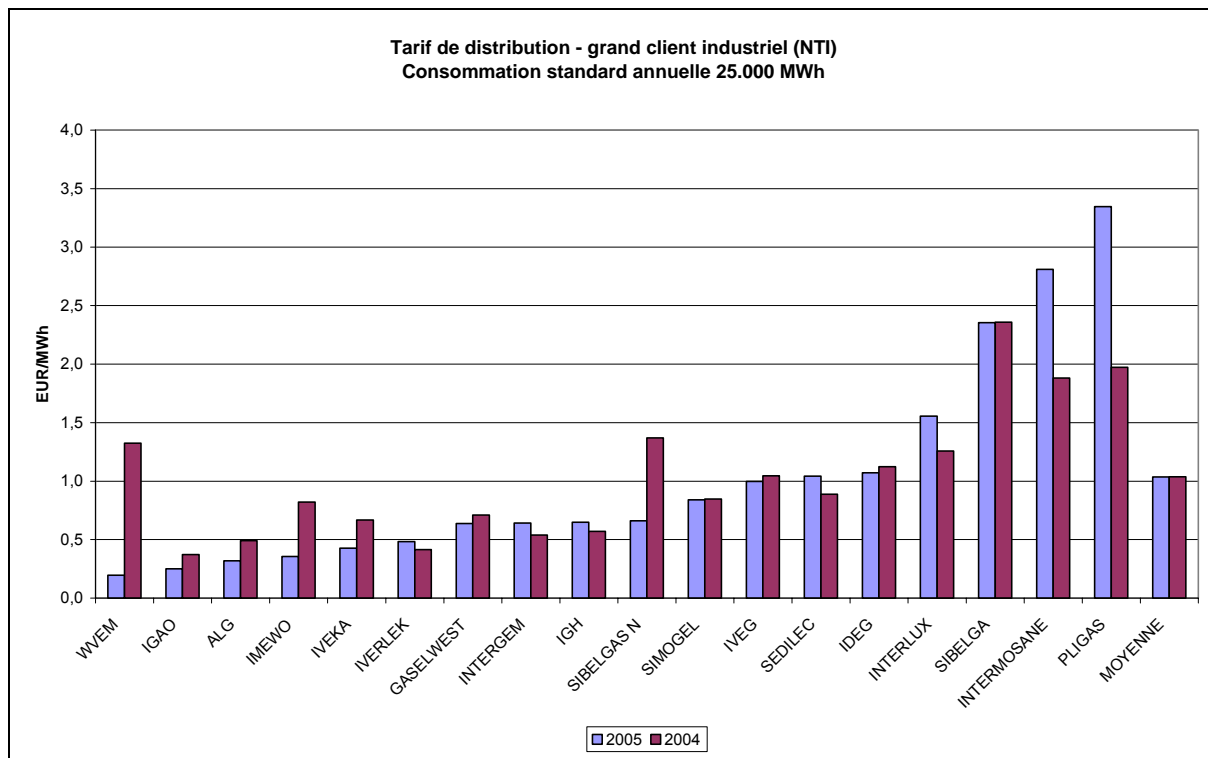
121. Conformément à l'article 13, premier alinéa, de l'arrêté tarifaire distribution, toutes ces publications sont également disponibles sur le site Internet de la CREG (www.creg.be).

IV.2.2 Tarifs du réseau de distribution

122. Les graphiques ci-dessous présentent un aperçu des tarifs du réseau de distribution établissant également une comparaison avec les tarifs approuvés ou imposés de 2004. En ce qui concerne le marché captif, la CREG a également calculé les tarifs du réseau de distribution mais ceux-ci sont uniquement appliqués dans la mesure où le marché a été libéralisé dans la Région concernée. Nonobstant le fait que les tarifs du réseau de distribution calculés de manière théorique par la CREG ne sont pas appliqués dans le marché captif, ceux-ci ont malgré tout été inclus dans les graphiques afin d'obtenir une vision globale.







Commentaire sur les graphiques :

* Lors de la lecture des graphiques, il convient d'être attentif aux différences d'échelles

V CONCLUSION

123. Les entreprises de transport de gaz ont respecté les délais légalement prescrits. Les tarifs d'acheminement et de stockage de gaz, ainsi que d'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge ont été approuvés par la CREG et ont été d'application durant toute l'année 2005.

124. De manière globale, la CREG constate une baisse continue des tarifs d'acheminement depuis 2002 avec, en parallèle, une amélioration croissante de l'offre de service aux utilisateurs du réseau.

125. Les délais légaux ont été respectés dans la procédure de fixation des tarifs du réseau de distribution du gaz naturel. On note que des tarifs provisoires ont été imposés pour l'exercice d'exploitation 2005 à tous les gestionnaires du réseau de distribution mixtes de gaz naturel. Les tarifs de tous les gestionnaires du réseau de distribution purs de gaz naturel ont été effectivement approuvés et ont été applicables durant tout l'exercice d'exploitation 2005.

126. Les tarifs approuvés par la CREG offrent aux gestionnaires du réseau de transport et de distribution de gaz naturel des possibilités de financement suffisantes pour réaliser leurs plans d'investissements préétablis. Il incombe toutefois aux gestionnaires du réseau d'affecter effectivement les ressources disponibles aux investissements afin de garantir le fonctionnement optimal à long terme de leur réseau.

127. A l'avenir, la CREG continuera à soumettre les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel à une analyse DEA et CCA afin de tendre vers une gestion plus efficace des gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel et de les inciter à atteindre une meilleure maîtrise des coûts.

◆◆◆◆

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

François POSSEMIERS
Directeur

Christine VANDERVEEREN
Président du Comité de direction