



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 RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

RAPPORT

TE2006-1

sur

'les tarifs du réseau de transport visés à l'article 12, §1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2006'

établi en application de l'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire du réseau national de transport d'électricité

15 mars 2007

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) soumet ci-après, en application de l'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire du réseau de transport national d'électricité (ci-après : l'arrêté royal du 4 avril 2001), le rapport sur les tarifs appliqués durant l'année d'exploitation 2006, visés à l'article 12, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité).

Le présent rapport a été approuvé par le Comité de direction lors de sa réunion du 15 mars 2007.

Le présent rapport, qui a été rédigé en vue d'exécuter l'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, se compose de quatre parties. La première partie reprend la description du cadre légal. La deuxième partie se compose d'un aperçu des éléments de procédure et présente plus spécifiquement le déroulement de la procédure de fixation des tarifs pour l'exercice d'exploitation 2006, de même que la discussion des points pour lesquels la CREG a demandé l'adaptation de la proposition initiale afin qu'elle réponde de manière plus précise aux critères qui ont été imposés dans la loi électricité et dans l'arrêté royal du 4 avril 2001. Dans la troisième partie, est établi un rapport relatif au niveau de tarif concret, au moyen, d'une part, de l'aperçu des tarifs tels qu'ils étaient en vigueur au cours de l'année 2006 et, d'autre part, de l'impact des tarifs sur les clients mêmes et la comparaison avec les années précédentes. Les constats et les conclusions de la CREG à propos des tarifs du réseau de transport appliqués au cours de l'année 2006 sont synthétisés dans la quatrième partie.

////

I. LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

I.1. L'arrêté royal du 4 avril 2001

1. La loi du 20 juillet 2006 portant diverses dispositions a été publiée au Moniteur belge du 28 juillet 2006. L'article 129, 2°, de cette loi ajoute un §4 à l'article 12 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après: la loi électricité), de sorte que les dispositions de l'arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire du réseau national de transport d'électricité (ci-après: l'arrêté royal électricité) restent en vigueur pour les années d'exploitation 2005, 2006 et 2007.

2. Le chapitre 3 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 décrit la procédure de soumission et d'approbation des tarifs.

L'article 11 de l'arrêté royal du 4 avril 2001 stipule ce qui suit :

« Le 31 mars de chaque année au plus tard, la commission soumet au ministre un rapport sur les tarifs appliqués durant l'exercice précédent, visés à l'article 12, § 1^{er}, de la loi. Le ministre transmet ce dossier aux Chambres législatives fédérales, aux gouvernements de région et au comité de contrôle. Il veille à ce que le rapport soit publié de manière adéquate.

La commission transmet également ce rapport au gestionnaire du réseau par lettre recommandée de la poste. »

I.2. La loi électricité

3. Dans ce rapport, la CREG s'est basée sur les dispositions légales, en particulier l'ancien article 12 de l'ancienne loi électricité, qui est à la base de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

4. L'article 12, §1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) stipule que le gestionnaire du réseau soumet tous les ans les tarifs pour le raccordement au réseau de transport et l'utilisation de celui-ci, ainsi que les tarifs des services auxiliaires qu'il fournit à l'approbation de la CREG.

L'article 12, § 2, de la loi électricité mentionne six orientations qui doivent être prises en compte lors de la détermination des tarifs précités :

- « 1° ils sont non discriminatoires et transparents ;
- 2° ils sont orientés en fonction des coûts et permettent au gestionnaire du réseau de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables aux tâches visées à l'article 8 ;
- 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 des modalités d'utilisation du réseau de transport;
 - b) en ce qui concerne les services auxiliaires ;
 - c) en ce qui concerne les éventuelles surcharges pour les obligations de service public en application des articles 7 et 21, premier alinéa, 3° ;
 - d) en ce qui concerne toute contribution à la couverture de coûts échoués, autorisée en application de l'article 24, §§ 1^{er} et 2, de la directive 96/92 ;
- 6° les structures tarifaires sont uniformes sur l'ensemble du territoire, sans différenciation par zone géographique. »

I.3. Les lignes directrices de la CREG

5. Afin, d'une part, d'éviter que lors de chaque évaluation, une nouvelle ligne de conduite de principe ne doive systématiquement être tracée, et afin, d'autre part, de répondre aux exigences de transparence et de non-discrimination postulées dans la première orientation, la CREG a consigné sa politique en la matière dans des lignes directrices propres¹. Ces lignes directrices s'appliquent notamment en ce qui concerne l'évaluation de la notion de 'marge bénéficiaire équitable' indiquée dans la troisième orientation de l'article 12, §2, de la loi électricité.

¹ Lignes directrices [\(B\)030618-CDC-218](#) relatives à la marge bénéficiaire équitable applicables aux gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité actifs sur le territoire belge, 18 juin 2003.

Par conséquent, ces lignes directrices ne sont pas, en dépit de leur rédaction, réglementaires ni contraignantes, mais indiquent seulement comment la CREG se propose de déterminer la marge bénéficiaire équitable dans les cas où le gestionnaire du réseau de transport ou du réseau de distribution d'électricité concerné ne propose aucune autre définition qui soit plus adaptée à ses caractéristiques et à sa situation propres, et répond parallèlement à l'orientation relative à la marge bénéficiaire équitable.

Il est évident que ces lignes directrices ne peuvent porter préjudice à la mission que le législateur a confiée à la CREG de soumettre, chaque année, les tarifs présentés par le gestionnaire de réseau à un nouvel examen. La CREG doit dès lors examiner chaque année ces tarifs par rapport à leurs véritables mérites, en tenant compte des circonstances réelles, sans bien sûr tomber dans l'arbitraire. Cela signifie dès lors que, lors de l'évaluation des dossiers concrets déposés par le gestionnaire de réseau, la CREG doit pouvoir s'écarter de ces lignes directrices - voire même être contrainte de le faire si ces dossiers l'y obligent.

Pour la mise en oeuvre des présentes lignes directrices, la CREG a pris en considération les éléments suivants :

- (i) la législation en vigueur, et notamment les articles 8 et 12 de la loi électricité ;
- (ii) les critères arrêtés par le « *European Electricity Regulatory Forum* », la Commission européenne et les pratiques internationales, en tenant en outre compte des spécificités des réseaux belges ;
- (iii) l'évaluation et l'analyse de la branche d'activité 'transport d'électricité' du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, réalisées pour le compte du Secrétaire d'Etat à l'Energie et au Développement Durable et coordonnées par la CREG. La CREG en a notamment tiré des conclusions en ce qui concerne la durée de vie économique des actifs des gestionnaires de réseau, ainsi que des délais d'amortissement et des valeurs résiduelles y afférents.

6. S'agissant de la détermination de la marge bénéficiaire équitable applicable au gestionnaire de réseau, la CREG a développé dans ses lignes directrices une méthodologie de valorisation des actifs investis dans un réseau de transport ou un réseau de distribution d'électricité, en ce compris les nouveaux investissements :

- (i) en définissant la notion de « *asset base* » ou « Capitaux Investis » (ci-après : CI) d'après les méthodes conformes aux pratiques mises en œuvre sur le plan international par des pouvoirs publics étrangers compétents. Il s'agit principalement des méthodologies d'évaluation basées sur la « *market value* », la « *current cost accounting* » ou la « *depreciated replacement cost* » ;
- (ii) en calculant les taux de rendement des capitaux investis sur cette « *asset base* », par le biais d'une formule reconnue au niveau international par les pouvoirs publics étrangers compétents. Sur la base du « *Capital Asset Pricing Model* », la formule du « *weighted average cost of capital* » ou Coût du Capital Moyen Pondéré (ci-après : le CCMP) est déterminée, en déterminant le « *cost of debt* » susceptible d'être déterminé par analogie, en fonction des taux d'intérêt des obligations d'Etat belges à 10 ans de l'année de référence, le « *cost of equity* » et le calcul du ratio fonds propres / fonds empruntés (ci-après : D), qui doit être conforme aux normes habituellement en vigueur pour des entreprises de la même nature, se trouvant dans des circonstances similaires.

En fonction de la structure de financement réelle (exprimée par D), la formule du calcul du CCMP peut être présentée comme suit dans trois scénarios :

- D équivalant à 33% : $[33\% \times CI \times (\text{taux d'intérêt sans risque} + \text{prime de risque} \times \text{equity bêta recalculé})] + \textit{embedded financial costs}$;
- D supérieur à 33% : $[33\% \times CI \times (\text{taux d'intérêt sans risque} + \text{prime de risque} \times \text{equity bêta recalculé})] + [(67\% - (1 - D)) \times CI \times (1 - t) \times (\text{OLO} + 70 \text{ pb})] + \textit{embedded financial costs}$;
- D inférieur à 33% : $[33\% \times CI \times (\text{taux d'intérêt sans risque} + \text{prime de risque} \times \text{equity bêta recalculé})] - [(1 - D) - 67\%] \times CI \times (1 - t) \times (\text{OLO} + 70 \text{ pb})] + \textit{embedded financial costs}$.

En ce qui concerne l'exercice d'exploitation 2006, les paramètres ont été déterminés comme suit:

Le taux d'intérêt sans risque est la moyenne arithmétique du pourcentage de rendement des obligations OLO (*Obligation linéaire Obligatie*) émises par les pouvoirs

publics belges au cours de l'année précédente, d'une durée de 10 ans, et calculé à 4,1293%.

La prime de risque est la prime de Marché de la Bourse des Titres de Bruxelles (département Bruxelles d'Euronext) et a été calculée à 2,54%.

Le facteur equity bêta recalculé mesure le risque du marché et est calculé comme étant le rapport entre les fluctuations au cours des sept années écoulées du cours des actions du principal producteur d'électricité en Belgique et les fluctuations de l'indice des actions BEL20, le tout adapté à la structure de financement régulée 33/67. Pour l'exercice d'exploitation 2006, ce facteur a été fixé à 1,0358.

Le paramètre 't' est le taux d'imposition réel de l'impôt des sociétés (dans la règle 33,99%), étant entendu que l'économie d'impôt résultant de l'application de la déduction de l'intérêt notionnel est déduite des coûts devant être couverts par les tarifs.

En conséquence, dans le cas d'un facteur D de 33% considéré comme optimal par la CREG, la rémunération nette des fonds propres maximale (après impôt des sociétés) pouvant être obtenue s'élève à 6,7602%. En ce qui concerne les fonds empruntés, l'ensemble des coûts réels sont remboursés.

7. La CREG évalue le caractère raisonnable de ces coûts notamment :

- (i) en les comparant aux coûts correspondants d'entreprises similaires ;
- (ii) en vérifiant le respect du principe '*at arm's length*' ;
- (iii) en les comparant aux contre-prestations clairement mesurables du fournisseur de biens ou de services en question.

II. LA PROCÉDURE PRÉVUE POUR LA FIXATION DES TARIFS

II.1. Aperçu de la procédure

8. La CREG évalue le caractère raisonnable des charges opérationnelles du gestionnaire du réseau de transport et le caractère équitable de la marge bénéficiaire réalisée sur les capitaux investis dans le réseau via un contrôle préalable à l'approbation ou au rejet des tarifs de transport élaborés et proposés par le gestionnaire du réseau de transport.

9. Le 30 septembre 2005, à savoir dans les délais légaux, Elia System Operator S.A. (ci-après : le gestionnaire du réseau) a introduit une proposition tarifaire pour le transport d'électricité, accompagnée d'un budget pour l'exercice d'exploitation 2006.

La proposition tarifaire tenait également compte, pour la première fois, de la proposition d'Elia, qui avait déjà été approuvée le 13 septembre 2005 par la CREG, d'adapter la tarification pour le prélèvement par des clients pouvant bénéficier de la présence d'une production locale.

10. Etant donné que la CREG a constaté que le dossier introduit par le gestionnaire du réseau n'était pas complet, la CREG a demandé par courrier, en application de l'article 8, §2, de l'arrêté royal du 4 avril 2001 et dans les délais fixés par celui-ci, le 10 octobre 2005, des informations complémentaires au gestionnaire du réseau.

Le gestionnaire du réseau a répondu, par courrier du 25 octobre 2005, et donc également dans les délais fixés à l'article 8, §2, de l'arrêté royal du 4 avril 2001, aux questions posées par la CREG.

11. Le 3 novembre 2005, donc largement dans le délai de trente jours calendriers fixé par l'article 8, §3, de l'arrêté royal du 4 avril 2001, la CREG a décidé de rejeter le budget proposé par le gestionnaire du réseau. Dans cette même décision, la CREG a mentionné, conformément aux dispositions de l'article 8, §3, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 4 avril

2001, les adaptations que le gestionnaire du réseau devait effectuer pour obtenir l'approbation de la proposition tarifaire.

12. Le gestionnaire du réseau n'a pas fait usage de la possibilité d'être entendu, qui lui était offerte par lettre du 9 novembre 2005, en vertu de l'article 27, alinéa trois, et de l'article 8, §4, alinéa deux, de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

13. Le 24 novembre 2005, la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2006 a été introduite auprès de la CREG par le gestionnaire du réseau, conformément à l'article 8, §4, premier alinéa, de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

A la suite d'un examen soigné de celle-ci, la CREG a décidé de rejeter la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget et d'imposer des tarifs provisoires valables pour une période de trois mois renouvelable à compter du 1^{er} janvier 2005.

14. Le 1 mars 2006, la CREG a reçu un courrier d'Elia daté du 27 février 2006 dans lequel le gestionnaire mentionne que:

«Par la présente, Elia System Operator («Elia ») vous notifie qu'elle n'introduira pas de nouvelle proposition tarifaire 2006 pour le deuxième trimestre de cette année et ce en application des principes établis par la législation et la réglementation en vigueur »

C'est pourquoi la CREG a décidé le 9 mars 2006, conformément aux dispositions de l'article 9 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, de renouveler pour trois mois à compter du 1^{er} avril 2006, les tarifs provisoires en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006.

15. Le 18 mai 2006, la CREG a reçu un courrier d'Elia daté du 18 mai 2006 dans lequel le gestionnaire de réseau mentionne que :

«Par la présente, Elia System Operator («Elia ») vous notifie qu'elle n'introduira pas de nouvelle proposition tarifaire 2006 pour le troisième trimestre de cette année et ce en application des principes établis par la législation et la réglementation en vigueur »

C'est pourquoi la CREG a décidé dans sa décision du 24 mai 2006, conformément aux dispositions de l'article 9 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, de renouveler une nouvelle fois pour trois mois les tarifs provisoires en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006.

16. Le 11 septembre 2006, la CREG a reçu un courrier d'Elia daté du 7 septembre 2006, dans lequel le gestionnaire de réseau écrit que :

«Par la présente, Elia System Operator («Elia») soumet à l'approbation de la CREG une nouvelle proposition tarifaire adaptée, pour l'application au 1^{er} octobre 2006. Cette nouvelle proposition tarifaire concerne exclusivement la partie relative au tarif de compensation des équilibres quart-horaires.. (...)

Elia introduit cette demande en conformité avec les positions exprimées par la CREG dans sa décision (B) 051208-CDC-190/21 du 8 décembre 2005 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget d'Elia (« la décision du 8 décembre ») au sujet des ajustements qu'il convient d'apporter aux paramètres de base pour la formation du tarif de déséquilibre afin de neutraliser une possible marge bénéficiaire additionnelle. Vu la tendance constatée actuellement par Elia, celle-ci estime en effet nécessaire de procéder à un ajustement dès le quatrième trimestre 2006, afin que les responsables d'accès bénéficient le plus rapidement possible de conditions plus avantageuses. Une telle démarche s'inscrit donc dans l'intérêt commercial des responsables d'accès et Elia estime agir de la sorte en opérateur responsable.

Pour le surplus, Elia vous notifie qu'elle n'introduira pas de nouvelle proposition tarifaire 2006 pour le quatrième trimestre de cette année portant sur les autres éléments de sa proposition tarifaire 2006 adaptée.

(...)

Elia souhaite cependant préciser que la présente demande d'approbation est rédigée en supposant que les recours introduits devant la Cour de Bruxelles (...) notamment à l'encontre de la décision n° (B) 051201-CDC-495 de la CREG du 1^{er} décembre 2005 portant (...) à l'encontre des décisions de la CREG (...) seront déclarés irrecevables et/ou non fondés ».

17. Le 16 novembre 2006, la Cour d'appel de Bruxelles a confirmé, dans son arrêt prononcé le 16 novembre 2006 suite à l'appel interjeté par un utilisateur du réseau contre la tarification utilisée au paragraphe 9 du présent rapport pour le prélèvement par des clients pouvant bénéficier de la présence d'une production locale, la validité de la tarification concernée. Plus précisément, la cour a estimé que:

- (i) le traitement discriminatoire allégué entre utilisateurs du réseau, et entre utilisateurs susceptibles ou non de bénéficier d'une production locale, et entre

- ceux qui bénéficiaient d'une production locale présentant une puissance supérieure ou égale à 25 MW, est dénué de tout fondement;
- (ii) la tarification implique la fourniture effective de services auxiliaires, et les tarifs sont effectivement déterminés en fonction des coûts;
 - (iii) la méthode n'était pas contraire aux lignes directrices reprises à l'article 12 de la Loi électricité, ni à une quelconque réglementation européenne contraignante;
 - (iv) l'utilisation des variables utilisées pour la facturation ne constituait pas une violation des dispositions de l'arrêté tarifaire du 4 avril 2001;
 - (v) l'adaptation introduite par la CREG vise une répartition équitable des charges et ce type d'adaptation n'est pas en contradiction flagrante avec les principes de bonne gouvernance et de la sécurité juridique ;
 - (vi) la réglementation adaptée vise uniquement une meilleure harmonisation de la contribution aux coûts des utilisateurs et des services dont ils bénéficient réellement, et à ce que les utilisateurs bénéficiant d'une production locale puissent effectivement bénéficier d'un certain nombre de mesures préférentielles.

18. Etant donné ce qui précède, la CREG a décidé, d'une part, d'adapter les paramètres du tarif pour la restauration et le maintien de l'équilibre sur une base quart-horaire dans le sens proposé par Elia et, d'autre part, de renouveler en tant que tarifs approuvés et provisoires, pour une période de trois mois à compter du 1^{er} octobre 2006, les tarifs provisoires de raccordement sur le réseau de transport, de l'accès et de l'utilisation du réseau de transport imposés dans sa décision du 8 décembre 2005 et renouvelés dans sa décision du 24 mai 2006.

19. En ce qui concerne également les obligations tant de la CREG que du gestionnaire du réseau en matière de publication des tarifs figurant à l'article 10, §1^{er} à 3, de l'arrêté royal du 4 avril 2001, la réglementation a été respectée : les décisions tarifaires ont été publiées tant via le Moniteur Belge que par l'intermédiaire des sites Internet respectifs de la CREG et du gestionnaire du réseau.

Le présent rapport et la diffusion de celui-ci font également partie des obligations de la CREG sur le plan de la communication.

20. La CREG est dès lors d'avis que, en ce qui concerne l'exercice d'exploitation 2006, tant le gestionnaire du réseau qu'elle-même ont appliqué correctement les procédures légales.

21. En ce qui concerne les tarifs pour les impôts, prélèvements, surcharges et cotisations mentionnés à l'article 6 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, la procédure est fixée de manière moins claire. D'une part, l'article 2 de l'arrêté royal précité distingue quatre tarifs au sein de la structure tarifaire. D'autre part, à l'article 1, 2°, de ce même arrêté royal, il est fait référence, dans la définition de la « proposition tarifaire », à l'article 12, §1^{er}, de la loi électricité. Cet article ne mentionne toutefois que trois éléments tarifaires, à savoir les tarifs pour le raccordement au réseau de transport, les tarifs pour l'utilisation de celui-ci et les tarifs pour les services auxiliaires.

Par conséquent, il est tout sauf évident de connaître les compétences de la CREG sur le plan des tarifs pour les impôts, prélèvements, surcharges et cotisations qui ne sont pas repris à l'article 12, §1^{er}, précité de la loi électricité.

II.2. Les axes de la politique de procédure de la CREG

22. Vu l'importance que la CREG accorde à un traitement équitable du gestionnaire de réseau et de ses propositions, elle souhaite veiller à ce que les possibilités en termes de communication, d'implication et de participation du gestionnaire de réseau soient exploitées au maximum. La CREG a, en la matière, admis et mis en œuvre une procédure de concertation durant à la fois les réunions formelles et les réunions informelles, une procédure de communication écrite et électronique en cas de demandes réciproques d'éclaircissement, une procédure d'audition, une procédure de proposition formelle de réaction à ses décisions et une procédure de référence, lors des actes de communication relatifs à ses décisions, aux possibilités du gestionnaire de réseau de faire appel de ses décisions.

La CREG est convaincue qu'elle a utilisé correctement, pour l'exercice d'exploitation 2005, les instruments précités et que, de la sorte, elle a correctement respecté les droits du gestionnaire de réseau.

23. S'agissant de l'approbation des tarifs relatifs aux impôts, prélèvements, surcharges et contributions, que le gestionnaire de réseau avait sollicitée de la part de la CREG, cette dernière a pris ses responsabilités et elle a cependant approuvé un certain nombre de ces tarifs. Cette approbation n'a toutefois été donnée que lorsqu'une base légale tangible était disponible pour l'impôt concerné.

II.3. Le programme de contrôle de la CREG

24. Le programme utilisé par la CREG en vue du contrôle de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2006 était dès lors axé sur les principales hypothèses de départ précitées.

Il se composait des éléments essentiels suivants :

- (i) l'évolution des coûts et des recettes 2004, 2005 et 2006;
- (ii) l'évolution des tarifs entre 2005 et 2006
- (iii) la valeur des capitaux investis, des investissements et des désinvestissements;
- (iv) le coût moyen du capital (ci-après: CMPC);
- (v) le coût des services auxiliaires;
- (vi) les rémunérations pour l'utilisation de l'infrastructure de tiers;
- (vii) l'achat de biens et services divers;
- (viii) les frais de personnel, les charges sociales et les charges de pension;
- (ix) les provisions et les réductions de valeur;
- (x) les charges financières;
- (xi) les produits divers
- (xii) les surcharges, prélèvements et taxes;
- (xiii) les volumes pris en compte et la composition de ceux-ci

II.4. Adaptations de la proposition tarifaire 2006 accompagnée du budget demandées par la CREG

25. Dans cette partie, il sera procédé à l'examen des points de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour 2006, introduite initialement le 30 septembre 2005, à propos desquels la CREG a demandé une adaptation au gestionnaire du réseau. A cet effet, il sera systématiquement fait référence aux points y afférents figurant dans le programme de contrôle repris au paragraphe 24 du présent rapport. Pour chaque point, l'impact financier sera précisé.

Afin de veiller à la confidentialité des données d'exploitation, certains éléments sont exprimés en termes généraux.

26. Etant donné que la proposition tarifaire accompagnée du budget, déposée initialement le 30 septembre 2005 par le gestionnaire de réseau, répondait de manière manifestement insuffisante aux éléments essentiels (i), (ii), (iii), (iv), (v), (vi), (vii), (viii) et (ix) du programme de contrôle dont il est question au paragraphe 24 du présent rapport, la CREG a énuméré 15 conditions concrètes auxquelles la proposition devait se conformer pour obtenir l'approbation de la CREG.

Le budget initial de la proposition tarifaire du 30 septembre 2005 prévoyait un montant de coûts d'exploitation de 740.903.000,00 EUR et un montant de 94.525.000,00 EUR de produits divers.

27. Dans la proposition tarifaire remaniée accompagnée du budget introduite le 24 novembre 2005, le gestionnaire du réseau a réduit le montant des charges d'exploitation de 5.403.000,00 EUR et a augmenté le montant des produits divers de 10.000.000,00 EUR. Selon cette proposition, le montant total à couvrir par les tarifs doit être réduit de 15.403.000,00 EUR pour atteindre 631.000.000,00 EUR.

28. Bien que le gestionnaire de réseau ait répondu à dix des conditions posées par la CREG, cette dernière a décidé de rejeter cette proposition tarifaire adaptée, car celle-ci ne

répondait toujours pas, concernant cinq points, aux conditions imposées par la CREG. Ces cinq points sont discutés ci-dessous.

Bien que le gestionnaire du réseau ait rempli dix des conditions posées par la CREG, la CREG a décidé de rejeter cette proposition tarifaire remaniée parce qu'Elia avait, d'une part, apporté des modifications à certains points ayant déjà été approuvés par la CREG et parce que, d'autre part, elle ne remplissait pas cinq points, de manière inacceptable pour la CREG. Ces cinq points ont à présent été acceptés

Elia a également, dans sa proposition tarifaire remaniée du 24 novembre 2005, conservé son propre calcul du fonds de roulement nominal compris dans l'actif régulé, basé sur la notion de 'besoin en fonds de roulement'. Le gestionnaire du réseau émettait principalement des objections sur le fond au sujet de la prise en compte des dettes financières à un an au plus, telles qu'elles étaient pourtant prévues dans les Lignes directrices de la CREG. Dans sa deuxième décision, la CREG a motivé l'usage de ses lignes directrices en se référant à un certain nombre de définitions et de dispositions extraites d'une édition de *corporate finance* faisant autorité et a poursuivi la modification de la proposition tarifaire remaniée dans le sens prescrit par ses propres Lignes directrices.

Comme ce fut déjà le cas dans les procédures tarifaires de 2003 et 2004, de même que dans les décisions de *bonus/malus* de 2004 et 2005, Elia a utilisé, pour le calcul de sa marge bénéficiaire équitable à accorder, une formule autre que celle figurant dans les lignes directrices de la CREG. Le gestionnaire du réseau est resté d'avis, pour le calcul de sa structure financière, qu'il faut utiliser le rapport entre les Fonds Propres et les CIM plutôt que celui entre les Fonds Propres et le total bilantaire (projeté).

Ce mode de calcul a déjà fait l'objet de plusieurs procédures de recours introduites devant le Conseil d'Etat par Elia. C'est pourquoi la CREG s'est contentée, dans sa décision de refus, à démontrer la cohérence de ses actes par rapport au passé et le lien étroit existant avec le principe unique, dans les instances de régulation, de l'*embedded debt* garantie.

Les deux éléments précédents avaient entraîné une diminution du budget à concurrence de 10.124.000,00 EUR.

Comme ce fut le cas pour la constitution des tarifs pour l'exercice d'exploitation 2004, la CREG a également constaté un certain nombre d'éléments dans le déroulement de la procédure qui, selon elle, s'assimilent à une forme de discrimination de prix appliquée par un détenteur de monopole. Il s'agissait des offres de prix introduites pour les services auxiliaires 'réserve primaire', 'réserve secondaire' et 'réserve tertiaire', dont le niveau de prix élevé et déraisonnable avait été constaté par la CREG, principalement sur la base d'une étude réalisée par le bureau KEMA à la demande d'Elia. Ce bureau venait de réaliser, juste avant les trois réserves en question, un *benchmarking* entre la Belgique et plusieurs pays européens comme l'Allemagne, le Royaume-Uni, le Danemark et la France. La CREG avait toutefois tiré, de l'étude en question, des conclusions différentes de celles d'Elia et avait maintenu son point de vue dans la deuxième décision également. Elia, n'avait, pour sa part, pas apporté de modification. La CREG a décidé, suite à cela, de déduire un montant de 2.653.220,00 EUR des postes budgétaires introduits.

Enfin, la CREG ne pouvait pas donner son accord à une modification des coûts financiers proposés initialement par Elia, parce que la CREG avait déjà approuvé intégralement ceux-ci dans sa première décision. La CREG n'a dès lors pas pu accepter les coûts financiers supplémentaires (2.500.000,00 EUR) résultant de l'utilisation proposée de moyens à long terme au lieu des crédits à court terme proposés antérieurement.

29. En raison de l'adaptation et du rejet de ces cinq postes, le budget à récupérer via les tarifs a, une nouvelle fois, été réduit de 15.077.220,00 EUR.

Les tarifs provisoires imposés par la CREG à compter du 1^{er} janvier 2006 ont été déterminés en tenant compte de cette dernière réduction.

30. Ensuite, la CREG a reçu du Ministre de l'Economie, de l'Energie, du Commerce extérieur et de la Politique Scientifique (ci-après: le Ministre), la demande, transmise par lettre au porteur, datée du 19 décembre 2005, de lui transmettre de toute urgence et pour le mercredi 21 décembre 2005 à midi au plus tard, un avis dans le cadre de l'article 4, §2, de l'arrêté royal du 11 octobre 2002 relatif aux obligations de service public sur le marché de l'électricité (ci-après; l'arrêté royal du 11 octobre 2002).

Dans une version précédente du rapport introduit le 21 décembre, la CREG avait formulé les recommandations suivantes suite à la demande introduite par le Ministre:

- (i) si un seul ou deux des producteurs concernés devaient ne pas accéder à la demande d'Elia, la CREG est d'avis, à moins qu'Elia ne fournisse d'autres critères techniques, que l'on impose au premier producteur de mettre à disposition une puissance de réserve primaire de 82MW sur la base des conditions de disponibilité figurant dans la décision de la CREG du 26 mai 2005. Il faut imposer en même temps au deuxième producteur de mettre à disposition, aux mêmes conditions, une puissance de 15MW à titre de réserve primaire;
- (ii) conformément aux décisions tarifaires de la CREG pour l'exercice d'exploitation 2006, les puissances de réserve primaire précitées à imposer doivent être mises à disposition par les fournisseurs à un prix par MW par heure déterminé par la CREG.

A l'issue de la concertation prescrite avec le gestionnaire du réseau, organisée le 23 décembre 2005, la CREG a transmis, le 26 décembre 2005, une version définitive du rapport approuvée par son comité de direction le même jour.

31. Le gestionnaire du réseau a introduit une requête en annulation au Conseil d'Etat le 3 février 2006. Au moment de la rédaction du présent rapport, cette affaire fait toujours l'objet d'un examen.

32. Au moment de la rédaction du présent rapport, on ne sait pas encore si l'application des tarifs en vigueur au cours de l'exercice d'exploitation 2006 ont entraîné un bonus ou un malus au sens de l'article 24 de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

III. LES TARIFS DU RÉSEAU DE TRANSPORT EN 2006

33. Compte tenu des trois renouvellements consécutifs, à l'exception du tarif pour *l'équilibrage* adapté à partir 1^{er} octobre 2006, les tarifs provisoires imposés par la CREG à compter du 1^{er} janvier 2006 ont été *de facto* en vigueur au cours de l'exercice d'exploitation 2006 complet.

Cette partie du rapport se compose, d'une part, de l'aperçu des tarifs appliqués (avec une comparaison du niveau tarifaire de l'exercice d'exploitation 2005) et, d'autre part, de l'impact chiffré de ces tarifs sur les clients, calculé par le biais de l'utilisation de profils de clients types.

III.1 Les tarifs qui étaient en vigueur au cours de l'exercice d'exploitation 2006

III.1.1. *Tarifs d'utilisation du réseau*

34. Les tarifs d'utilisation du réseau de transport ont évolué comme suit depuis l'exercice d'exploitation 2005.

- (i) Tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire (EUR/kW/année)

30. Ce tarif couvre les coûts de capacité et d'infrastructure du réseau de transport d'électricité. La 'souscription' d'une partie de cette capacité comporte donc un coût de réservation, basé sur les coûts de capacité (en fonction de la puissance en kW) et non sur l'énergie (kWh) globalement transportée, et donc variable.

La modification tarifaire visée au paragraphe 9 du présent rapport a entraîné, hormis le tarif repris au tableau 1 pour la réserve souscrite sur une base annuelle et mensuelle (qui a été réduite au niveau tarifaire), à présent l'entrée en vigueur d'un tarif supplémentaire pour la puissance dite de réserve supplémentaire sur base annuelle (cf. tableau 1bis) pour les utilisateurs finals raccordés directement au réseau de transport.

Tableau 1: les tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire

Tableau 1 :		tarifs imposés Elia 2005	tarifs imposes Elia 2006	Evolution 2006/ 2005 %
Tarif pour Puissance Souscrite et puissance complémentaire mensuelle				
En réseau 380/220/150 kV				
Année		13,5561	12,7956	-5,61%
Mois	Hiver – Heures Pleines	0,8138	0,7633	-6,21%
	Hiver – Heures Creuses	0,4949	0,4629	-6,47%
	Hiver – Weekend	0,3201	0,3019	-5,69%
	Eté – Heures Pleines	0,6421	0,6028	-6,12%
	Eté – Heures Creuses	0,4314	0,407	-5,66%
	Eté – Weekend	0,2804	0,2675	-4,60%
	A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV			
Année		19,6086	18,903	-3,60%
Mois	Hiver – Heures Pleines	1,2009	1,1447	-4,68%
	Hiver – Heures Creuses	0,7190	0,683	-5,01%
	Hiver – Weekend	0,4611	0,4416	-4,23%
	Eté – Heures Pleines	0,9311	0,8877	-4,66%
	Eté – Heures Creuses	0,6190	0,5927	-4,25%
	Eté – Weekend	0,4021	0,3894	-3,16%
	En réseau 70/36/30 kV			
Année		28,2961	28,154	-0,50%
Mois	Hiver – Heures Pleines	1,7551	1,7223	-1,87%
	Hiver – Heures Creuses	1,0455	1,022	-2,25%
	Hiver – Weekend	0,6625	0,6524	-1,52%
	Eté – Heures Pleines	1,3339	1,3072	-2,00%
	Eté – Heures Creuses	0,8821	0,868	-1,60%
	Eté – Weekend	0,5717	0,5689	-0,49%
	A la sortie des transformations vers MT			
Année		32,6058	31,1823	-4,37%
Mois	Hiver – Heures Pleines	2,0280	1,9097	-5,83%
	Hiver – Heures Creuses	1,2082	1,1337	-6,17%
	Hiver – Weekend	0,7650	0,7234	-5,44%
	Eté – Heures Pleines	1,5309	1,4411	-5,87%
	Eté – Heures Creuses	1,0105	0,9555	-5,44%
	Eté – Weekend	0,6585	0,6277	-4,68%

Remarques:

- (i) Pour les prélèvements couverts par la production locale, le prix de la puissance souscrite est réduit de 30%. Seule une formule de souscription par année s'applique pour une telle disposition ;
- (ii) S'agissant de la puissance complémentaire constatée *ex post* par Elia, une augmentation tarifaire de 15% est appliquée sur le prix normal des puissances complémentaires, en fonction du moment de leur prélèvement.

	tarifs imposés Elia 2005	tarifs imposes Elia 2006	Evolution 2006/ 2005 %
Tabel 1bis			
Tarif pour puissance complémentaire pointe annuelle			
In de netten 380/220/150 kV	nvt	2,2240	
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	nvt	2,9516	
In de netten 70/36/30 kV	nvt	4,6808	

(ii) Tarif de la gestion du système (EUR / MWh)

	tarifs imposés Elia 2005	tarifs imposes Elia 2006	Evolution 2006/ 2005 %
Tableau 2			
2° Tarif de la Gestion du Système			
En réseau 380/220/150 kV	0,3862	0,3735	-3,29%
A la sortie des transformations vers 70/36/30 kV	0,5489	0,5342	-2,68%
En réseau 70/36/30 kV	0,8399	0,8210	-2,25%
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	0,9101	0,8902	-2,19%

III.1.2. Tarifs des services auxiliaires

35. Les tarifs des services auxiliaires ont évolué comme suit depuis l'exercice d'exploitation 2006.

(i) Tarif du réglage primaire de la fréquence, du réglage secondaire de l'équilibre au sein de la zone de réglage belge et tarif du service de *black-start*

Tableau 3: les tarifs du réglage primaire de la fréquence, du réglage secondaire de l'équilibre au sein de la zone de réglage belge et tarif du service de *black-start* (EUR/MWh)

	tarifs imposés Elia 2005	tarifs imposés Elia 2006	Evolution 2006/ 2005 %
Tableau 3			
3° Tarif du réglage primaire de la fréquence, du réglage de l'équilibre secondaire au sein de la zone de réglage belge et du service de black start (y compris la compensation des pertes (en €/MWh prélevé)			
Hiver			
Heures pleines			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,9157	1,3215	-44,96%
En réseau 70/36/30 kV	2,0928	1,7694	-18,28%
A la sortie des transformations vers la MT	2,4117	1,7861	-35,03%
Heures Creuses			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7569	1,2707	-38,26%
En réseau 70/36/30 kV	1,8206	1,4755	-23,39%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9352	1,4913	-29,77%
Week-end			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7578	1,2408	-41,67%
En réseau 70/36/30 kV	1,8222	1,3561	-34,37%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9380	1,3691	-41,55%
Été			
Heures Pleines			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,8998	1,3220	-43,71%
En réseau 70/36/30 kV	2,0655	1,6467	-25,43%
A la sortie des transformations vers la MT	2,3639	1,6968	-39,32%
Heures Creuses			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7570	1,2674	-38,63%
En réseau 70/36/30 kV	1,8207	1,4534	-25,27%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9354	1,4729	-31,40%
Week-end			
En réseau 380/220/150 kV	1,6677	1,2181	-36,91%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	1,7485	1,2470	-40,22%
En réseau 70/36/30 kV	1,8061	1,3583	-32,97%
A la sortie des transformations vers la MT	1,9099	1,3725	-39,15%

(ii) Tarif du réglage de la tension et de l'énergie réactive

Tableau 4: Tarif du réglage de la tension et de l'énergie réactive (EUR/MWh)

Tableau 4				
4° Tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive				
Hiver				
Heures pleines				
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339		1,97%
Heures Creuses				
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339		1,97%
Week-end				
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339		1,97%
Été				
Heures Pleines				
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339		1,97%
Heures Creuses				
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339		1,97%
Week-end				
En réseau 380/220/150 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
En réseau 70/36/30 kV	0,2042	0,2103		2,90%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2293	0,2339		1,97%

(iii) Tarif de la levée des congestions

Tableau 5: les tarifs de la levée des congestions (EUR / MWh)

	tarifs imposés Elia 2005	tarifs imposés Elia 2006	Evolution 2006/2005 %
Tableau 5 Tarif de la levée des congestions			
En réseau 380/220/150 kV	0,0568	0,0905	37,24%
A la sortie des transformations vers réseaux 70/36/30 kV	0,0710	0,1129	37,11%
En réseau 70/36/30 kV	0,0710	0,1129	37,11%
A la sortie des transformations vers la MT	0,0710	0,1129	37,11%

(iv) Tarif pour la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau

En 2005, ce tarif était inclus dans le tarif pour les services auxiliaires repris au le tableau 3.

Tableau 6: les tarifs pour la compensation des pertes du réseau (EUR/MWh).

Tableau 6		tarifs	tarifs	Evolution
Tarif pour compensation de pertes actives		imposés	imposés	2006/
En 2005 compris dans le tarif des services auxiliaires		Elia	Elia	2005
		2005	2006	%
Hiver				
Heures pleines				
En réseau 380/220/150 kV		----	0,0000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		----	0,1122	
En réseau 70/36/30 kV		----	0,5415	
A la sortie des transformations vers la MT		----	0,5612	
Heures Creuses				
En réseau 380/220/150 kV		----	0,0000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		----	0,0460	
En réseau 70/36/30 kV		----	0,2304	
A la sortie des transformations vers la MT		----	0,2385	
Week-end				
En réseau 380/220/150 kV		----	0,0000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		----	0,0373	
En réseau 70/36/30 kV		----	0,1929	
A la sortie des transformations vers la MT		----	0,1971	
Été				
Heures Pleines				
En réseau 380/220/150 kV		----	0,0000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		----	0,1078	
En réseau 70/36/30 kV		----	0,5273	
A la sortie des transformations vers la MT		----	0,5561	
Heures Creuses				
En réseau 380/220/150 kV		----	0,0000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		----	0,0433	
En réseau 70/36/30 kV		----	0,2120	
A la sortie des transformations vers la MT		----	0,2274	
Week-end				
En réseau 380/220/150 kV		----	0,0000	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV		----	0,0349	
En réseau 70/36/30 kV		----	0,1738	
A la sortie des transformations vers la MT		----	0,1861	

III.1.3. Tarifs des impôts, prélèvements, surcharges et contributions

36. Les tarifs des impôts, prélèvements, surcharges et contributions ont évolué comme suit:

- (i) La surcharge pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie ne s'applique qu'aux prélèvements en Région flamande. Cette surcharge a pu être ramenée à zéro en 2006 suite aux transferts du passé.

Tableau 7: Tarif de la surcharge des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Tableau 7 Surcharge Rationeel energiegebruik Région Flamande	tarifs imposés Elia 2005	tarifs imposes Elia 2006	Evolution 2006/ 2005 %
En réseau 380/220/150 kV	n.a.	n.a.	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0756	0	-100,00%
En réseau 70/36/30 kV	0,0756	0	-100,00%
A la sortie des transformations vers la MT	0,0756	0	-100,00%

- (ii) La surcharge pour l'utilisation du domaine public est en vigueur depuis 1er janvier 2004, mais uniquement pour les prélèvements en Région flamande. En 2006 également, cette surcharge a pu être ramenée à zéro suite aux transferts du passé.

Tableau 8: tarif de la surcharge en matière d'utilisation du domaine public (EUR/MWh).

Tableau 8 Surcharge occupation domaine public Région Flamande	tarifs imposés Elia 2005	tarifs imposes Elia 2006	Evolution 2006/ 2005 %
En réseau 380/220/150 kV	n.a.	n.a.	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,0000	0,0000	
En réseau 70/36/30 kV	0,0000	0,0000	
A la sortie des transformations vers la MT	0,0000	0,0000	

- (iii) La surcharge pour l'utilisation du domaine public est en vigueur depuis 1er janvier 2004, mais uniquement pour les prélèvements en Région wallonne

Tableau 9: tarif de la surcharge en matière d'utilisation du domaine public (EUR/MWh)

Tableau 9 Surcharge occupation domaine public Région Wallonne	tarifs	tarifs	Evolution
	imposés Elia 2005	imposes Elia 2006	2006/ 2005 %
En réseau 380/220/150 kV	n.a.	n.a.	
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	0,2956	0,2351	-25,73%
En réseau 70/36/30 kV	0,2956	0,2351	-25,73%
A la sortie des transformations vers la MT	0,2956	0,2351	-25,73%

- (iv) La surcharge pour la couverture de la rétribution de la taxe de voirie est en vigueur depuis le 1er juillet 2004 et s'applique uniquement aux prélèvements effectués en Région de Bruxelles-capitale

Tableau 10: tarif de la surcharge pour la couverture de la rétribution de la taxe de voirie (EUR/MWh).

Tableau 10 Surcharge occupation domaine public Région Bruxelles Capitale	tarifs	tarifs	Evolution
	imposés Elia 2005	imposes Elia 2006	2006/ 2005 %
En réseau 380/220/150 kV	2,5729	2,6400	2,54%
A la sortie des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV	2,5729	2,6400	2,54%
En réseau 70/36/30 kV	2,5729	2,6400	2,54%
A la sortie des transformations vers la MT	n.a.	n.a.	

III.2. L'impact des tarifs sur les clients

37. Afin de permettre une comparaison entre les niveaux de prix successifs, un calcul des coûts annuels pour certains types de clients a été simulé ci-dessous. Dans ce cadre, il a été fait usage de profils de clients standards qui, selon le gestionnaire du réseau de transport, sont représentatifs des clients du réseau de transport. Les profils de clients varient notamment en fonction du prélèvement d'énergie annuel, de la puissance de pointe et de la durée du prélèvement.

Afin d'améliorer la comparabilité, les coûts ont été expurgés des montants des prélèvements et des surcharges.

Tableau 12: description des profils de clients utilisés

Clients types	Niveau de tension	Puissance maximale	Consommation d'énergie (GWh)	Durée d'utilisation (h)
1	380/220/150 kV	75	420	5600
2	Transf. 70/36/30 kV	25	145	5800
3	70/36/30 kV	2,5	13,5	5400

38. Les coûts annuels totaux exprimés en euros (hors montants pour les prélèvements, les surcharges et la Taxe sur la Valeur Ajoutée) ont évolué comme indiqué dans le tableau 13.

Tableau 13: évolution des tarifs à acquitter par le client du réseau de transport

Période	Client type 1 (EUR/an)	Client type 2 (EUR/an)	Client type 3 (EUR/an)
L'année 2001 sur la base des tarifs indicatifs de CPTE	3.064.600	1.425.850	191.635
L'année 2002 pour 9 mois aux barèmes indicatifs de CPTE et pour 3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003	2.909.272	1.337.762	177.975
L'année 2003 (3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003 et 9 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	2.332.492	999.018	129.763
L'année 2004 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	2.090.928	915.234	121.253
L'année 2005 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	1.778.840	798.427	109.266
L'année 2006 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	1.442.994	664.793	95.097

39. La diminution relative du coût annuel par rapport à l'exercice d'exploitation 2005 est reprise ci-dessous.

Tableau 14: évolution relative du coût annuel à payer par le client du réseau de transport (2005 = 100%)

Période	Client type 1 %	Client type 2 %	Client type 3 %
L'année 2006 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	-10,57%	-11,49%	-5,72%

40. La diminution exprimée en pourcentage par rapport à l'année de référence 2001 figure au tableau 15.

Tableau 15: évolution relative du coût annuel à payer par le client du réseau de transport (2001 = 100%)

Période	Client type	Client type	Client type
	1 %	2 %	3 %
L'année 2001 sur la base des tarifs indicatifs de CPTE	100,00	100,00	100,00
L'année 2002 pour 9 mois aux barèmes indicatifs de CPTE et pour 3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003	94,93	93,82	92,87
L'année 2003 (3 mois sur la base de la proposition tarifaire initiale d'Elia pour 2003 et 9 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	76,11	70,06	67,71
L'année 2004 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	68,23	64,19	63,27
L'année 2005 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	58,04	56,00	57,02
L'année 2006 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	54,67	50,46	54,14

CONSTATATIONS ET CONCLUSIONS

41. Sur le plan de la procédure, en ce qui concerne les tarifs au cours de l'exercice d'exploitation 2006, la CREG constate que :

- (i) tant les procédures fixées par le législateur que celles développées par le régulateur lui-même ont été suivies correctement par le gestionnaire du réseau et par la CREG ;
- (ii) la succession des tarifs provisoires, qui ne sont valables qu'au cours d'une période de trois mois, entraîne non seulement un alourdissement de la charge de travail pour le gestionnaire de réseau et le régulateur, mais s'avère également préjudiciable pour les autres acteurs du marché. Ces derniers doivent en effet pouvoir évaluer l'évolution de ces tarifs sur une période plus longue (pouvant excéder dans certains cas une année), en vue de déterminer leur stratégie à long terme et de pouvoir proposer des contrats de plus d'un an. C'est pourquoi la CREG prône également la mise en place de tarifs pluriannuels. La loi du 1^{er} juin 2005 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité offre toutefois une vue d'ensemble concrète à ce sujet. A la demande du Ministre, la CREG a transmis à celui-ci, le 27 septembre 2006, une proposition d'arrêté royal en exécution de l'article 12*quinquies* de la loi électricité, qui vise l'utilisation d'un mécanisme de tarifs pluriannuels à compter de l'exercice d'exploitation 2008.

42. Sur le fond, la CREG constate que :

- (i) les premiers tarifs du réseau de transport régulés par la CREG présentaient un caractère provisoire (valables pour des périodes successives de trois mois) et imposés (par la CREG). Au cours de cette année, le gestionnaire de réseau n'a pas été en mesure de se conformer suffisamment aux demandes d'adaptation formulées par le régulateur (comme en témoigne le recours au Conseil d'Etat introduit contre la décision tarifaire pour l'exercice d'exploitation 2006), mais n'a,

par contre, pas dû adapter de nouveaux éléments devant permettre à la CREG d'adapter son point de vue dans la décision concernée ;

- (ii) ses efforts soutenus au niveau de la régulation de l'activité de transport ont continué à porter leurs fruits : l'évaluation critique permanente par la CREG du caractère raisonnable de ces coûts et du caractère équitable de la rémunération des capitaux investis a généré une réduction substantielle des charges en 2006 également. Le Tableau 15 figurant au paragraphe 40 du présent rapport atteste d'une baisse des charges tarifaires (hors prélèvements, surcharges et TVA) pour les clients concernés de l'ordre de 45 à 50% par rapport à l'exercice 2001.

43. L'attention que la CREG accorde à ce processus de maîtrise des coûts et d'amélioration de l'efficacité est bien évidemment permanente. Le régulateur a suffisamment démontré tant sa compétence que son efficacité en la matière.

XXXX

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



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction