



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

RAPPORT

TE2004-1

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, à propos de l'exercice d'exploitation 2004

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 de transport national d'électricité

le 24 mars 2005

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 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 24 mars 2005.

Le présent rapport, qui a été rédigé en vue d'exécuter cette disposition, 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 2004, 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 2004 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 2004 sont synthétisés dans la quatrième partie.

~ ~ ~ ~

Le cadre réglementaire

I.1. LA LOI ÉLECTRICITÉ

1. L'article 12, §1er, 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 doivent être non discriminatoires et transparents;

2° ils doivent être orientés en fonction des coûts et doivent permettre au gestionnaire du réseau de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables aux tâches visées à l'article 8 ;

3° ils 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 ;

4° ils doivent, dans la mesure du possible, viser à optimiser l'utilisation de la capacité du réseau de transport ;

5° qu'ils doivent être 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° que les structures tarifaires doivent être uniformes sur l'ensemble du territoire, sans différenciation par zone géographique ; »

I.3. L'ARRÊTÉ ROYAL DU 4 AVRIL 2001

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, § 1er, de la loi. 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.3. LES ORIENTATIONS DE FOND DE LA CREG

3. 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.

Par conséquent, ces lignes directrices ne sont pas, en dépit de leur rédaction, réglementaires ni obligatoires, 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.

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.

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' dans le 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.

4. 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 oeuvre 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 Modell* », la formule du "*weighted average cost of capital*" est déterminée (ci-après : le WACC), 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 pratique, la formule du calcul du CMPC peut être présentée comme suit dans trois scénarios de structure de financement réels :

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

En ce qui concerne l'exercice d'exploitation 2004, les paramètres ont été déterminés comme suit:

Le taux d'intérêt sans risque est la moyenne arithmétique des obligations linéaires émises par les pouvoirs publics belges au cours de l'année précédente, d'une durée de 10 ans, et calculé à 4,9796%.

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 2004, ce facteur a été fixé à 1,1813.

5. 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.

~ ~ ~ ~

La procédure prévue pour la fixation des tarifs

II.1. APERÇU DE LA PROCÉDURE

6. 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.

7. Le 30 septembre 2003, 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 2004.

8. 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 2003, des informations complémentaires du gestionnaire du réseau.

Le gestionnaire du réseau a répondu, par lettre du 24 octobre 2003, 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.

9. Le 6 novembre 2003, donc largement dans le délai de 30 jours calendriers fixé à 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.

10. Le gestionnaire du réseau n'a pas fait usage de la possibilité d'être entendu, qui lui avait été formellement offerte dans la lettre qui lui a été adressée le 13 novembre 2003 conformément à l'article 8, §4, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

11. Le 28 novembre 2003, la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2004 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.

La CREG a décidé de rejeter cette proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget après évaluation de celle-ci et d'imposer des tarifs provisoires valables pour une période de trois mois renouvelable : à compter du 1^{er} janvier 2004.

12. Le 1^{er} mars 2004, la CREG a reçu une lettre du gestionnaire du réseau dans laquelle celui-ci annonçait qu'à défaut d'éléments nouveaux, il n'avait pas la compréhension nécessaire lui permettant d'envisager de transmettre un rapport à la CREG dans l'optique de la fixation de tarifs applicables à compter du 1^{er} avril 2004.

C'est pourquoi la CREG a décidé, conformément aux dispositions de l'article 9 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, de renouveler pour trois mois les tarifs provisoires en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2004 à compter du 1^{er} avril 2004.

13. Le 1^{er} juin 2004, la CREG a reçu une lettre du gestionnaire du réseau dans laquelle celui-ci annonçait qu'à défaut d'éléments nouveaux, il ne pouvait à nouveau pas procéder à l'introduction d'une nouvelle proposition tarifaire dans l'optique de la fixation des tarifs applicables à compter du 1^{er} juillet 2004.

C'est pourquoi la CREG a décidé, conformément aux dispositions de l'article 9 de l'arrêté royal du 4 avril 2001, de renouveler pour trois mois les tarifs provisoires en vigueur depuis le 1^{er} avril 2004 à compter du 1^{er} juillet 2004.

14. Etant donné que la CREG ne disposait pas encore, le 23 septembre 2004, de données susceptibles de permettre une modification des tarifs provisoires en vigueur, il a été procédé, une fois de plus, au renouvellement intégral pour trois mois des tarifs provisoires à compter du 1^{er} octobre 2004 jusqu'au 31 décembre 2004.

15. 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.

16. La CREG est dès lors d'avis que, pour ce qui concerne l'exercice d'exploitation 2004, tant le gestionnaire du réseau qu'elle-même ont appliqué correctement les procédures légales.

17. 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, §1er, 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, §1er, précité de la loi électricité.

II.2. LES AXES DE LA POLITIQUE DE PROCÉDURE DE LA CREG

18. 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 2003, les instruments précités et que, de la sorte, elle a correctement respecté les droits du gestionnaire de réseau.

19. 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, bien qu'elle ne soit pas, sensu stricto, légalement compétente en la matière, elle a cependant approuvé un certain nombre de tarifs. Cette approbation n'a toutefois été donnée que lorsqu'une base légale tangible était disponible pour l'application en question. A défaut d'une telle base légale, la CREG demandera au gestionnaire de réseau de reporter les coûts y afférents et de les reprendre dans les tarifs de l'exercice d'exploitation suivant.

II.3. LE PROGRAMME DE CONTRÔLE DE LA CREG

20. Le programme de contrôle utilisé par la CREG durant l'exercice d'exploitation 2004 afin d'évaluer la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau était dès lors axé sur les principales hypothèses de départ précitées.

Il se composait des éléments essentiels suivants :

- (i) la comparaison des tarifs 2004 proposés avec ceux de l'exercice d'exploitation 2003 précédent;
- (ii) le contrôle de la conformité des tarifs proposés avec la loi électricité et l'arrêté royal du 4 avril 2001 ;
- (iii) le contrôle de la conformité de la proposition tarifaire 2004 avec les décisions de la CREG relatives à la proposition tarifaire 2003 ;
- (iv) le contrôle de la valeur des capitaux investis (ci-après : CI);
- (v) le contrôle du coût moyen du capital (ci-après : CMPC) ;
- (vi) contrôle des charges opérationnelles ;
- (vii) contrôle des moins-values ;
- (viii) contrôle des produits financiers ;
- (ix) contrôle de l'évolution du volume;
- (x) contrôle des tarifs introduits ;
- (xi) contrôle de l'adéquation des charges par rapport aux produits ;

(xii) remarques diverses.

II.4. ADAPTATIONS DE LA PROPOSITION TARIFAIRE ACCOMPAGNÉE DU BUDGET DEMANDÉES PAR LA CREG

21. Dans cette partie, il sera procédé à l'examen des points de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour 2004, introduite initialement le 30 septembre 2003, à propos desquels la CREG avait 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 21 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.

22. Etant donné que la proposition tarifaire accompagnée du budget, déposée initialement le 30 septembre 2003 par le gestionnaire de réseau, répondait de manière manifestement insuffisante aux éléments essentiels (iii), (iv), (v), (vi), (vii), (viii), (ix), (x) et (xii) du programme de contrôle dont il est question au paragraphe 21 du présent rapport, la CREG a énuméré 33 conditions concrètes auxquelles la proposition devait se conformer pour obtenir l'approbation de la CREG

Ce budget initial avec proposition tarifaire du 30 septembre 2003 prévoyait un montant de 793.000.000,00 EUR en charges à récupérer.

23. Dans la proposition tarifaire remaniée et accompagnée du budget, déposée le 28 novembre 2003, le montant des charges à récupérer avait été réduit par le gestionnaire de réseau de quelque 14.900.000,00 EUR et s'élevait désormais à 778.100.000,00 EUR

24. Bien que le gestionnaire de réseau ait répondu à un nombre considérable de conditions posées par la CREG, cette dernière avait décidé de rejeter cette proposition tarifaire remaniée, car celle-ci ne répondait toujours pas, en sept points, aux conditions imposées par la CREG, ce que la CREG avait jugé inadmissible. Ces sept points sont à l'heure actuelle en cours d'examen.

Comme cela avait déjà été le cas dans le cadre de la procédure d'approbation des tarifs pour l'exercice d'exploitation 2003, les charges d'amortissement ont à nouveau été rejetées par la CREG en raison d'une justification insuffisante et seules les charges d'amortissement correspondant à la moyenne des pourcentages d'amortissement extraits de l'évaluation et de l'analyse de la branche d'activité 'transport d'électricité', précisés à la fin du paragraphe 3 du présent rapport, ont été acceptées. Ce faisant, un poste de charges d'un montant de 9.700.000,00 EUR a été rejeté.

En conséquence de cela, il a également fallu adapter le montant de la marge bénéficiaire. Il s'agit d'une augmentation brute de 381.559,40 EUR.

A défaut d'argumentation convaincante du gestionnaire de réseau, selon laquelle il s'agirait d'un coût réel et raisonnable, la CREG a rejeté, comme cela a été le cas au cours de l'exercice d'exploitation 2003, les coûts inhérents à une rémunération forfaitaire annuelle (10.000.000,00 EUR) convenue de manière contractuelle avec un bureau d'études, qui travaille presque exclusivement pour le gestionnaire de réseau et qui appartient également au groupe des entreprises liées à l'actionnaire principal du gestionnaire de réseau : étant donné que la prestation de services effectuée par ce bureau pouvait être qualifiée d'absolument insuffisante, la CREG a considéré cette relation contractuelle comme contraire au principe de '*management at arm's length*' précisé au paragraphe 5 du présent rapport. Il s'est avéré plus tard que le gestionnaire du réseau avait intégralement repris le bureau d'études concerné au 1er janvier 2004, en conservant toutefois la rémunération forfaitaire annuelle rejetée pour l'exercice d'exploitation 2004.

Etant donné qu'une partie des rémunérations et des coûts liés à l'utilisation des parties de l'infrastructure de réseau qui n'appartiennent pas au gestionnaire du réseau et qui sont repris dans le budget de ce dernier, ne pouvait pas être justifiée de manière suffisamment probante, la CREG les a rejetés. Il s'agissait d'un poste de charges de 53.105,30 EUR.

La CREG a également constaté deux 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' et 'réserve secondaire', dont le niveau élevé injustifié avait été constaté par la CREG, soit sur la base d'offres récentes émanant des mêmes acteurs du marché, soit sur la base des coûts calculés par elle-même d'unités de production similaires. Pour la dernière

proposition, la CREG s'est basée sur des données librement accessibles provenant de la 'Belgian Markal Database' de CES- KULeuven et VITO d'avril 2001²

De cette manière, la CREG a rejeté des montants de, respectivement, 5.872.184,62 EUR et 11.100.000,00 EUR en raison de leur caractère déraisonnable. Il convient de signaler que les offreurs concernés ont adapté leurs offres par la suite au niveau de prix accepté par la CREG.

Enfin, la CREG a estimé, en conformité totale avec l'article 6, alinéa 6 de l'ordonnance (CE) n° 1228/2003 Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité que les revenus des ventes aux enchères de la capacité de transport nord/sud devaient être déduits des coûts récupérables via les tarifs.

Ils représentent un montant total de 30.986.092,50 EUR (y compris les mêmes revenus des exercices d'exploitation 2002 et 2003).

25. En raison du rejet de ces cinq postes, le budget à récupérer via les tarifs a à nouveau été réduit de 67.329.823,02 EUR.

Les tarifs provisoires imposés par la CREG à compter du 1er janvier 2004 ont été déterminés en tenant compte de cette dernière réduction.

26. Le gestionnaire du réseau a introduit une requête en annulation au Conseil d'Etat le 19 février 2004. Au moment de la rédaction du présent rapport, cette affaire fait toujours l'objet d'un examen.

27. Au moment de la rédaction du présent rapport, on ne savait pas encore si l'application des tarifs en vigueur au cours de l'exercice d'exploitation 2004 ont entraîné un bonus ou un malus au sens de l'article 24 de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

Les tarifs du réseau de transport en 2004

² SSTC, Services publics fédéraux des matières scientifiques, techniques et culturelles, 'The Belgian markal database' CES-KULeuven-VITO, 2001 N° CG/DD/221 & CG/DD/222, p. 9 et 10, tableau 1 'General characteristics for types of power plants'.

28. Compte tenu des trois renouvellements consécutifs, les tarifs provisoires imposés par la CREG à compter du 1^{er} janvier 2004 ont été *de facto* en vigueur au cours de l'exercice d'exploitation 2004 complet.

Cette partie se compose, d'une part, de l'aperçu des tarifs appliqués (avec une comparaison du niveau tarifaire de l'exercice d'exploitation 2003) et, d'autre part, de l'impact chiffré de ces tarifs sur les clients, calculé par le biais de l'utilisation de profils de client type.

III.1 LES TARIFS QUI ÉTAIENT EN VIGUEUR AU COURS DE L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2004

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

29. Les tarifs d'utilisation du réseau de transport ont évolué comme suit au cours de l'exercice d'exploitation 2004.

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

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 kWh) et non sur l'énergie (kWh) globalement transportée, et donc variable. Ce tarif couvre environ 63% du budget total à récupérer par le gestionnaire du réseau via les tarifs.

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

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/ 2003 %
Tabel 1			
Tarief voor onderschreven en bijkomend vermogen			
In de netten 380/220/150 kV			
Jaar	18,5108	16,0048	-13,54%
Maand			
Winter-Piekuren	1,0927	0,9720	-11,05%
Winter-Daluren	0,6489	0,5558	-14,35%
Winter-Weekend	0,4242	0,3707	-12,61%
Zomer-Piekuren	0,8641	0,7203	-16,64%
Zomer-Daluren	0,5871	0,4781	-18,57%
Zomer-Weekend	0,3887	0,3229	-16,93%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV			
Jaar	25,8704	22,8622	-11,63%
Maand			
Winter-Piekuren	1,5639	1,4187	-9,28%
Winter-Daluren	0,9011	0,7988	-11,35%
Winter-Weekend	0,5934	0,5307	-10,57%
Zomer-Piekuren	1,2103	1,0376	-14,27%
Zomer-Daluren	0,8160	0,6825	-16,36%
Zomer-Weekend	0,5389	0,4577	-15,07%
In de netten 70/36/30 kV			
Jaar	36,3884	33,6622	-7,49%
Maand			
Winter-Piekuren	2,2369	2,1230	-5,09%
Winter-Daluren	1,2615	1,1856	-6,02%
Winter-Weekend	0,8358	0,7825	-6,38%
Zomer-Piekuren	1,6994	1,5322	-9,84%
Zomer-Daluren	1,1403	0,9997	-12,33%
Zomer-Weekend	0,7518	0,6661	-11,40%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS			
Jaar	43,8192	39,2340	-10,46%
Maand			
Winter-Piekuren	2,7042	2,4657	-8,82%
Winter-Daluren	1,5132	1,3996	-7,51%
Winter-Weekend	1,0079	0,9132	-9,40%
Zomer-Piekuren	2,0424	1,7847	-12,62%
Zomer-Daluren	1,3668	1,1686	-14,50%
Zomer-Weekend	0,9026	0,7740	-14,25%

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.

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

Tableau 2: les tarifs de la gestion du système

In de netten 380/220/150 kV	0,3548	0,1947	-45,12%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,4859	0,2644	-45,59%
In de netten 70/36/30 kV	0,7207	0,3882	-46,14%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,8674	0,4666	-46,21%

III.1.2. *Tarifs des services auxiliaires*

30. Les tarifs des services auxiliaires ont évolué comme suit au cours de l'exercice d'exploitation 2003.

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

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

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/ 2003 %
Winter			
Piekuren			
In de netten 380/220/150 kV	1,5583	1,6677	7,02%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,9157	22,94%
In de netten 70/36/30 kV	1,5583	2,0928	34,30%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	1,5583	2,4117	54,76%
Daluren			
In de netten 380/220/150 kV	1,5583	1,6677	7,02%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,7569	12,74%
In de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,8206	16,83%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	1,5583	1,9352	24,19%
Week-end			
In de netten 380/220/150 kV	1,5583	1,6677	7,02%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,7578	12,80%
In de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,8222	16,94%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	1,5583	1,9380	24,37%
Zomer			
Piekuren			
In de netten 380/220/150 kV	1,5583	1,6677	7,02%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,8998	21,91%
In de netten 70/36/30 kV	1,5583	2,0655	32,55%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	1,5583	2,3639	51,70%
Daluren			
In de netten 380/220/150 kV	1,5583	1,6677	7,02%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,7570	12,75%
In de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,8207	16,84%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	1,5583	1,9354	24,20%
Week-end			
In de netten 380/220/150 kV	1,5583	1,6677	7,02%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,7485	12,21%
In de netten 70/36/30 kV	1,5583	1,8061	15,90%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	1,5583	1,9099	22,56%

(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)

(iii) Tarif de la suppression des congestions

Tableau 5: les tarifs de la gestion du système (EUR / MWh)

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/ 2003 %
In de netten 380/220/150 kV	0,0905	0,0568	-37,24%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,1129	0,0710	-37,11%
In de netten 70/36/30 kV	0,1129	0,0710	-37,11%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,1129	0,0710	-37,11%

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

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

(i) La cotisation fédérale

La composition de cette cotisation fédérale et le montant de celle-ci sont repris aux tableaux 6 à 11 inclus.

Tableau 6. Cotisation fédérale: le tarif de la composante 'Financement de la CREG' (EUR/MWh)

	geldende tarieven CREG vanaf 1/7/02003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/ 2003 %
In de netten 380/220/150 kV	0,1049	0,0868	-17,25%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,1049	0,0868	-17,25%
In de netten 70/36/30 kV	0,1049	0,0868	-17,25%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,1049	0,0868	-17,25%

Tableau 7. Cotisation fédérale: tarif de la composante 'financement des obligations résultant de la dénucléarisation' des sites nucléaires BP1 et BP2 de Mol-Dessel (EUR/MWh).

	geldende tarieven CREG vanaf 1/7/02003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/ 2003 %
In de netten 380/220/150 kV	0,5446	0,7176	31,77%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,5446	0,7176	31,77%
In de netten 70/36/30 kV	0,5446	0,7176	31,77%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,5446	0,7176	31,77%

Tableau 8. Cotisation fédérale: tarif de la composante 'Financement de la politique fédérale en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre'

	geldende tarieven CREG vanaf 1/7/02003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/2003 %
In de netten 380/220/150 kV	0,3583	0,3225	-9,99%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,3583	0,3225	-9,99%
In de netten 70/36/30 kV	0,3583	0,3225	-9,99%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,3583	0,3225	-9,99%

Tableau 9. Cotisation fédérale: Tarif de la composante 'Financement de l'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies'

	geldende tarieven CREG vanaf 1/7/02003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/2003 %
In de netten 380/220/150 kV	0,3177	0,3216	1,23%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,3177	0,3216	1,23%
In de netten 70/36/30 kV	0,3177	0,3216	1,23%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,3177	0,3216	1,23%

Tableau 10. Cotisation fédérale: Tarif total de la cotisation fédérale (EUR/MWh)

	geldende tarieven CREG vanaf 1/7/02003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/2003 %
In de netten 380/220/150 kV	1,3255	1,4485	9,28%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	1,3255	1,4485	9,28%
In de netten 70/36/30 kV	1,3255	1,4485	9,28%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	1,3255	1,4485	9,28%

Tableau 11. Cotisation fédérale: exonération (EUR/MWh)

	geldende tarieven CREG vanaf 1/7/02003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/2003 %
In de netten 380/220/150 kV	0,9029	1,0401	15,20%
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,9029	1,0401	15,20%
In de netten 70/36/30 kV	0,9029	1,0101	11,87%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,9029	1,0401	15,20%

(ii) La surcharge 'Clients protégés'

Suite à l'arrêté royal du 22 décembre 2003 fixant les modalités de financement du coût réel net résultant de l'application de prix maximaux pour la fourniture d'électricité aux clients protégés résidentiels, une surcharge 'Clients protégés' supplémentaire a été instaurée à compter du 1 janvier 2004.

Le montant de celle-ci est repris au tableau 12.

Tableau 12. La surcharge 'Clients protégés' (EUR.MWh)

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/ 2003 %
In de netten 380/220/150 kV	n.v.t.	0,2021	
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	n.v.t.	0,2021	
In de netten 70/36/30 kV	n.v.t.	0,2021	
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	n.v.t.	0,2021	

(iii) 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.

Tableau 13: Tarif de la surcharge des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/ 2003 %
In de netten 380/220/150 kV	0,0000	0,0000	
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,0777	0,0769	-1,03%
In de netten 70/36/30 kV	0,0777	0,0769	-1,03%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,0777	0,0769	-1,03%

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

Tableau 14: tarif de la surcharge en matière d'utilisation du domaine public (EUR/MWh)

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/2003 %
In de netten 380/220/150 kV	n.v.t.	n.v.t.	
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	n.v.t.	0,0093	
In de netten 70/36/30 kV	n.v.t.	0,0093	
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	n.v.t.	0,0093	

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

Tableau 15: tarif de la surcharge en matière d'utilisation du domaine public (EUR/MWh)

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/2003 %
In de netten 380/220/150 kV	n.v.t.	n.v.t.	
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	0,2956	0,2956	0,00%
In de netten 70/36/30 kV	0,2956	0,2956	0,00%
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	0,2956	0,2956	0,00%

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

Tableau 16: tarif de la surcharge pour la couverture de la rétribution de la taxe de voirie (EUR/MWh).

	geldende tarieven CREG 2003	geldende tarieven CREG 2004	Evolutie 2004/2003 %
In de netten 380/220/150 kV	n.v.t.	2,5729	
Aan de uitgang van de transformaties naar de netten 70/36/30 kV	n.v.t.	2,5729	
In de netten 70/36/30 kV	n.v.t.	2,5729	
Aan de uitgang van de transformaties naar MS	n.v.t.	n.v.t.	

II.2. L'IMPACT DES TARIFS SUR LES CLIENTS

32. 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 standard 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 21: description des profils de clients utilisés

Typeclient	Spanningsniveau	Vermogenspiek	Energie verbruik (GWh)	Gebruiksduur (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

33. 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 22.

Tableau 22: évolution des tarifs à acquitter par le client du réseau de transport

Période	Type de client 1 (EUR/an)	Type de client 2 (EUR/an)	Type de client 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	2.332.492	999.018	129.763

provisoires imposés par la CREG)			
L'année 2004 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	2.090.928	915.234	121.253

34. La diminution relative du coût annuel par rapport à l'exercice d'exploitation 2003 est le suivant.

Tableau 23: évolution relative du coût annuel à payer par le client du réseau de transport (2003 = 100%)

Période	Type de client 1 %	Type de client 2 %	Type de client 3 %
L'année 2004 (12 mois aux tarifs provisoires imposés par la CREG)	-10,36%	-8,38%	-6,56%

35. La diminution exprimée en pourcentages par rapport à l'année de référence 2001 figure au tableau 24.

Tableau 24: évolution relative du coût annuel à payer par le client du réseau de transport (2001 = 100%)

Période	Type de client	Type de client	Type de client
	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

CONSTATATIONS ET CONCLUSIONS

36. Sur le plan de la procédure, en ce qui concerne les tarifs au cours de l'exercice d'exploitation 2004, 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.

37. 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 2004), 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 2004 également. Le Tableau 24 figurant au paragraphe 35 du présent rapport atteste d'une baisse des charges tarifaires (hors prélèvements, surcharges et TVA) pour les clients concernés de l'ordre de 32 à 37% par rapport à l'exercice 2001.

38. L'attention que la CREG accorde à ce processus de maîtrise des coûts et d'amélioration de l'efficacité est bien évidemment permanente.

~ ~ ~ ~

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

Guido Camps
Directeur

Christine Vanderveeren
Président du Comité de direction