



DÉCISION

**EN MATIÈRE DE LA REQUÊTE du 21 juin 2002
déposée par la Société d'Énergie du Nouveau-
Brunswick en rapport avec la tarification du
transport d'électricité en libre accès**

Le 13 mars 2003

Nouveau-Brunswick

La Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau-Brunswick

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
Historique	1
Les participants à l'audience	4
LA RÉGLEMENTATION AU RENDEMENT (RAR)	7
LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE TARIF DE TRANSPORT	9
L'échelle de tarification.....	9
La structure financière.....	10
Les frais financiers.....	12
La dette à long terme.....	12
TABLEAU 4.....	15
La nouvelle dette.....	15
L'intérêt sur la dette à court terme.....	17
L'allocation de fonds pendant la construction (AFUDC)	18
Le total de frais financiers.....	18
Le rendement des capitaux propres.....	19
Les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A).....	21
Dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration 2003/2004.....	22
Dépenses OM&A	22
37,6	22
L'année d'essai	22
Les dépenses du Groupe des services corporatifs	23
Conclusion – Les dépenses OM&A.....	25
Les paiements tenant lieu d'impôt	25
L'amortissement.....	26
Conclusions - Les exigences en matière de tarif de transport	27
TABLEAU 8.....	28
LE VOLUME DES VENTES.....	30
LES SERVICES ANCILLAIRES.....	32
Introduction	32
La gestion axée sur la demande.....	33
Le déséquilibre énergétique	39
L'ENJEU DES TARIFS	41

L'attribution de la capacité existante d'interconnexion	41
La réciprocité	45
Les pertes de réseau	47
L'entente sur les produits et services (Entente)	48
Le règlement des différends	49
L'énergie involontaire	50
Les frais de détournement.....	51
L'expansion du réseau	52
Les normes de conduite	53
La modification de la définition du terme « tarification »	54
AUTRES QUESTIONS	54
L'étalonnage	54
La qualité du service.....	55
Les inquiétudes des compagnies d'électricité municipales.....	56
LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE RAPPORT	58
LE RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS.....	58

INTRODUCTION

Historique

Le Gouvernement du Nouveau-Brunswick (le « Gouvernement ») a publié en janvier 2001 la « Politique énergétique du Nouveau-Brunswick » (le « livre blanc ») sur la restructuration de toute l'industrie du secteur de l'énergie de la province. Dans la foulée de cette démarche, un comité de conception du marché (le « comité ») était créé par le ministre pour présenter des recommandations sur la meilleure façon de mieux mettre en œuvre les politiques du livre blanc. Le comité était composé de représentants de trois services municipaux de villes de la province, d'Énergie NB, des importants usagers industriels, des groupes environnementaux, du Gouvernement et des membres de la Commission. Le rapport final du comité a été déposé en mai 2002.

Parmi les recommandations, il y en avait une qui s'inspirait de la réglementation de la Commission fédérale américaine de régulation de l'Énergie (la FERC), qui propose un libre accès égal et non discriminatoire à tous les clients potentiels du réseau de transport, recommandation qui s'appliquerait au Nouveau-Brunswick. Ce faisant, la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) aurait un accès libre au marché américain de l'électricité.

Le comité a également recommandé qu'on accorde à la Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau-Brunswick (la « Commission ») le pouvoir d'autoriser le tarif de transport du libre accès (le « tarif »). Le 14 juin 2002, le gouvernement adoptait une loi confiant à la Commission cette responsabilité.

Le 21 juin 2002, Énergie NB a présenté à la Commission une proposition de tarif de transmission à libre accès et fournissait le 25 juillet 2002 les documents à l'appui de sa demande si bien qu'une conférence procédurale était tenue le 12 août 2002.

Au cours des audiences, Saint John Energy a déposé un mémoire exposant ses réserves touchant la demande de Énergie NB. La Société faisait alors valoir que l'Assemblée législative de la province n'avait pas encore adopté la loi visant à restructurer le marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick et à scinder Énergie NB en plusieurs entités légales. Appuyée par plusieurs autres intervenants, Saint John Energy ajoutait que les audiences publiques devraient se dérouler par étapes pour permettre à tout le monde de bien comprendre les conséquences des changements envisagés. La Commission a accepté la lettre et l'a adoptée comme motion.

C'est ainsi que la séance a été suspendue jusqu'au 20 août 2002 afin d'évaluer la portée de la motion. Après l'ajournement, Saint John Energy a retiré sa motion et la Commission a décidé de poursuivre ses travaux en suivant l'échéancier décrit au Tableau 1.

TABLEAU 1

Ordre du jour des audiences sur la proposition de tarification du transport de l'énergie présenté par Énergie NB

Sujet	Date
Document déposé en preuve par Énergie NB devant la Commission	Le 25 juillet 2002
Conférence procédurale	Les 12 et 20 août
Première séance de questions à Énergie NB	Le 21 août
Réponses à Énergie NB au 1 ^{er} ensemble de questions	Le 11 septembre
Deuxième séance de questions à Énergie NB	Le 19 septembre
Réponses d'Énergie NB au 2 ^e ensemble de questions	Le 30 septembre
Jour de dépôt de la motion	Le 10 octobre
Documents déposés en preuve des les parties intéressées aux audiences de la Commission	Le 23 octobre
Questions présentées par toutes les parties aux intervenants	Le 30 octobre
Conférence procédurale	Le 8 novembre
Réponses des parties intéressées aux questions qui leur ont été soumises	Le 13 novembre
Début des audiences	Le 18 novembre

À l'appui de sa demande, Énergie NB a déposé plus de 650 pages de documents. Un total de 626 questions écrites couvrant plus de 750 pages de réponses a été échangé entre les parties au cours de l'automne 2002. Les audiences ont commencé le 18 novembre 2002 au cours desquelles quelque 700 pages additionnelles ont été déposées en preuve. De novembre 2002 à février 2003, il s'est tenu 21 jours d'audiences publiques. La transcription des échanges a dépassé les 2 500 pages.

À la mi-décembre, la Commission avait conscience que le projet de loi visant la restructuration du marché de l'énergie du Nouveau-Brunswick et le démembrement d'Énergie NB serait déposé vers la fin janvier. La Commission était d'avis qu'il était de l'intérêt public que les parties aient

le temps d'étudier à fond la mesure proposée par le législateur avant de poursuivre sa démarche. Par conséquent, elle a suspendu ses travaux le 7 janvier 2003 pour les reprendre le 10 février.

Avant l'ajournement, la Commission a demandé à Énergie NB de fournir les coûts réels associés à certains services auxiliaires. Énergie NB déposait ces renseignements le 31 janvier 2003.

Le projet de loi sur la restructuration a été déposé le 31 janvier 2003. La Commission a repris ses audiences le 10 février 2003 et ses conclusions finales sont attendues pour la semaine du 17 février 2003.

Le projet de loi 30 désigne la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick comme propriétaire-exploitant du réseau de transport. Une compagnie indépendante appelée Exploitant du réseau (ER) se chargera de la gestion. Après le 1er avril 2001, ER sera responsable de déposer les demandes pour les changements tarifaires.

La présente demande a été déposée en tenant pour acquis que la Corporation de transport Énergie NB et Exploitant Réseau formeraient une seule et même entité. Dans cette décision, le nom Transco désignait tant la Corporation de transport que l'Exploitant du réseau.

Les participants à l'audience

Énergie NB a déposé ses preuves au cours de cinq panels :

Panel A - Aperçu et cadre stratégique

Wayne Snowdon

Bill Marshall

Panel B - Structure du capital et taux de rendement

Sharon MacFarlane

D^r Roger Morin

Panel C - Besoins en revenus et grille tarifaire

Sharon MacFarlane

David Lavigne

Bill Marshall

George Porter

Panel D – Distribution de services et exploitation

Wayne Snowdon

Brian Scott

Panel – Coûts structurels pour services auxiliaires et réglementaires

Darrel Bishop

George Porter

Sharon MacFarlane

Wayne Snowdon

Liste des intervenants officiels :

Bayside Power L.P.

Manufacturiers et exportateurs canadiens, div. du Nouveau-Brunswick
(AMC)

Cité de Summerside

Emera Energy Inc. (Emera)

Énergie Edmundston

Rodney J. Gillis, QC

J.D. Irving Limited (JDI)

Maine Public Service Company
Northern Maine Independent System Administrator
Nova Scotia Power Inc. (NS Power)
Perth-Andover Electric Light Commission
Province du Nouveau-Brunswick
Province de la Nouvelle-Écosse, Department of Energy
Saint John Energy
WPS Energy Services Inc.

Les intervenants officiels :

Hydro-Québec, marketing de l'électricité
Irving Oil Limited
KnAP Energy Services Inc.
Renewable Energy Services Ltd.
TransÉnergie
Union of New Brunswick Indians
Ralph Wood

Des documents ont été déposés par NS Power, Emera et JDI. Melvin Whalen et Tim Leopold ont représenté NS Power. James Connors, c.r., et Mark Sidebotton, ont fait de même pour Emera. La NS Power a déposé un mémoire le 27 novembre 2002 et le panel Emera a témoigné le 9 décembre 2002. Le panel a entendu les représentants de JDI, soit le D^r Adonis Yatchew, le D^r Robert Erle et Mark Mosher, les 6 et 7 janvier 2003. L'AMC et JDI étaient représentés par les mêmes avocats et nous les désignerons par JDI dans notre décision.

Les intervenants officieux qui nous ont fourni des commentaires sous forme de lettres pour nos dossiers et qui ont témoigné devant la Commission le 10 février 2003 étaient :

Ralph Wood

Renewable Energy Services Ltd.

La Commission a soigneusement tenu compte des preuves qui ont été déposées devant elle avant de rendre la décision suivante.

LA RÉGLEMENTATION AU RENDEMENT (RAR)

La réglementation au rendement (RAR) est un mode de réglementation qui peut mener à d'importantes économies, tout en accordant à l'entreprise une plus grande souplesse dans son exploitation et réduire les coûts de la réglementation par comparaison à un mode réglementaire plus conventionnel.

Énergie NB a proposé un modèle RAR comportant des hausses automatiques de tarifs. Le montant de cette augmentation annuelle serait calculé à partir d'une formule tenant compte du taux d'inflation et des améliorations à la productivité. Ces majorations de tarifs ne seraient pas déterminées par les coûts réels de Transco.

Cette proposition vise à donner à Énergie NB un incitatif à réduire ses coûts et à augmenter par conséquent le rendement sur le capital investi. Le plan RAR propose que Transco et ses clients partagent les bénéfices des améliorations au rendement des investissements à partir d'une formule précise. Tout rendement en deçà d'un certain seuil serait retourné aux abonnés sous forme de remise. Si le rendement n'atteint

pas le seuil visé, Transco pourrait alors présenter une demande de hausse de tarifs. Transco pourrait également demander une augmentation de ses tarifs pour couvrir des frais indépendants de son contrôle, comme par exemple une hausse de taxes.

Énergie NB suggère que le modèle RAR soit en vigueur pour une période initiale de trois ans, qui serait suivie par la suite d'un examen exhaustif de sa mise en œuvre. La première année du plan serait une « année de référence », l'année où seraient établis les tarifs initiaux.

La Commission est d'avis que l'établissement de ces tarifs initiaux est un élément essentiel à la réussite de tout régime RAR. Tant Énergie NB que JDI conviennent que cette étape est primordiale. Les tarifs initiaux doivent être calculés sur une évaluation fiable des coûts et des ventes.

L'Unité commerciale de transport est en activité depuis un certain temps mais elle a travaillé en étroite collaboration avec d'autres unités fonctionnelles d'Énergie NB. C'est la première fois que des tarifs seront établis spécifiquement pour les services de transport et pour les services auxiliaires. La question serait moins importante si la Commission avait eu l'occasion dans le passé de rendre des décisions sur la supervision de Énergie NB comme entreprise intégrée. Les dernières audiences sur les tarifs d'Énergie NB devant cette Commission ont eu lieu il y a 10 ans, en 1993. Cette situation amène la Commission à s'interroger sur la fiabilité des évaluations de coûts et des ventes de Transco.

La Commission est d'avis que les tarifs établis dans cette décision constituent des hypothèses sous-jacentes qui devraient être mises à l'essai pendant un certain temps afin d'en évaluer leur applicabilité et de

procéder aux ajustements nécessaires. La Commission croit que ces mesures devraient être prises avant la mise en œuvre d'un plan RAR.

La Commission considère que la proposition RAR d'Énergie NB n'est pas appropriée à ce moment-ci et que, par conséquent, elle n'a pas retenu le plan RAR pour fixer les tarifs dans sa décision.

LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE TARIF DE TRANSPORT

L'échelle de tarification

L'échelle de tarification est la valeur de l'actif utilisé pour exploiter une entreprise. Énergie NB a établi une échelle de tarification moyenne pour 2003/2004 en utilisant des valeurs prévues pour les immobilisations nettes, les charges reportées et un montant comme fonds de roulement. Le calcul original a été modifié et la version finale est fournie au Tableau 2.

TABLEAU 2

Déclaration de l'Échelle de tarification moyenne pour 2003/2004

Éléments	Valeur (en millions de \$)
Immobilisation brute	631,6
Moins : amortissement cumulé	(320,0)
Immobilisation nette	311,6
Plus : fonds de roulement	4,7
Plus : charges reportées	11,4
Échelle de tarification moyenne	327,7

Au cours de toutes ses années d'exploitation, Énergie NB a toujours maintenu dans ses dossiers une valeur comptable nette de son actif en particulier pour ce qui est de la partie transport d'énergie. Ces

documents ont d'ailleurs servi de base pour calculer ses prévisions de coût et de dépréciation reliées à ses immobilisations. Au moment où Transco sera incorporée le 1^{er} avril 2003, les immobilisations de l'unité d'affaires lui seront transférées à leur valeur comptable nette au moment de la transaction.

Le fonds de roulement de 4,7 millions \$ a été calculé en se servant d'une formule utilisant un pourcentage fixe des frais d'exploitation. La Commission juge acceptable cette formule.

L'élément principal des charges reportées de 11,4 millions \$ représente la partie de prestations différée de la pension d'Énergie NB qui reviendrait à Transco. Le calcul a été fait à partir de l'évaluation du nombre d'employés des unités commerciales de Transco par rapport au nombre total d'employés d'Énergie NB. La Commission trouve acceptable cette méthode de répartition de ces charges.

La Commission est d'accord avec l'inscription d'une somme de 327,7 millions \$ à titre d'évaluation raisonnable comme échelle de tarification moyenne pour 2003/2004.

La structure financière

Énergie NB a proposé une structure financière de 65 % en dettes et 35 % en capitaux propres (actions ordinaires). M^{me} MacFarlane a indiqué que la formule proposée deviendrait la structure financière véritable de la société Transco au moment de sa constitution en société.

Le D^r Morin a expliqué la proposition d'établir à ce niveau le rapport dette/actions en disant que cela permettrait à l'entreprise de réaliser une

« cote d'évaluation d'investissements » que font les grandes agences de cotation des titres en bourse. Pour Transco, la cote qui lui sera décernée sera importante parce qu'elle aura une incidence sur le coût d'emprunt futur de la compagnie, soit le taux d'intérêt qu'elle devra verser. En général, une part plus élevée d'actions réduit le risque pour le prêteur et rend plus attrayant l'investissement, ce qui fait baisser le taux d'intérêt.

Le D^r Morin a indiqué qu'une bonne cote d'évaluation pourrait être A ou même supérieure parce que de nombreuses institutions financières canadiennes n'ont pas le droit de se porter acquéreur d'actions en bourses de sociétés qui ont une évaluation inférieure à A. Pour prouver sa démarche, le D^r Morin a déposé en preuve les statistiques comparatives des compagnies de distributions de gaz et de services d'électricité canadiennes et américaines. Le pourcentage moyen en actions de toutes les entreprises incluses dans son étude était de 38,4 %. Il a conclu avoir soigneusement évalué le risque pour Transco pour en arriver à sa proposition de ratio capitaux d'emprunts/capitaux propres.

Le D^r Yatchew a proposé une part du capital-actions de 30 % et une part de dettes de 70 %. Il a basé son évaluation sur le fait qu'il y a très peu de risque dans le secteur du transport d'énergie.

Transco sera une compagnie légale séparée devant réunir du financement sur les marchés financiers et a besoin d'un ratio approprié de capitaux d'emprunt/capitaux propres. La Commission considère que le pourcentage minimum en capitaux propres devrait être 35 % et, par conséquent, elle donne son aval à la structure financière de 65 % en dettes et 35 % en capitaux propres. Cette répartition se traduira pour 2003/2004 en un montant moyen en capitaux propres de 114,7 millions \$.

Les frais financiers

Les frais financiers sont les dépenses liées à la dette de Transco. Ils constituent la part de la dette à long terme, de la nouvelle dette à long terme émise en son nom propre et de la dette à court terme. Les dépenses sont réduites à ce qu'on appelle une allocation de fonds servant pendant la construction pour arriver au total de frais de crédit pour l'année. Chaque élément est discuté ci-dessous.

La dette à long terme

Énergie NB a établi que le montant moyen de la dette à long terme pour 2003/2004 était d'un peu plus de deux milliards \$. Ce montant sera réparti entre plusieurs nouvelles sociétés. La part de Transco de la dette à long terme d'Énergie NB a été calculée en multipliant le montant moyen pour 2003/2004 par la part *du pro rata* de Transco, comme l'illustre le Tableau 3.

TABLEAU 3

Montant de la dette à long terme de l'entreprise de transport pour
2003/2004

Élément	Montant
Dette moyenne totale d'Énergie NB	2 006,7 millions \$
Part de Transco	6,89 %
Dette moyenne de Transco	138,3 millions \$

JDI a fait valoir que le montant moyen de la dette à long terme devrait être ajusté pour éviter les emprunts. Ce sont des fonds acquis par des

frais par l'entreprise de tarifs aux abonnés pour le déclassement futur des installations de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Énergie NB s'est servie de ces fonds pour investir dans des actifs de toutes les autres unités d'affaires. L'entreprise a déclaré que, ce faisant, elle a éliminé le besoin de recourir de nouveau aux emprunts.

Il relève de la responsabilité des dirigeants de la centrale nucléaire de payer pour sa mise au rancart mais il est de la responsabilité des dirigeants de Transco de rembourser les fonds qui lui ont été versés. La Commission est d'avis que la preuve est évidente qu'on impute à Transco la part qu'elle doit au *pro rata* de ces fonds et elle considère ces montants comme étant justes.

JDI s'est également inquiété de la façon dont on traitait les fonds d'amortissement dans le calcul de la dette moyenne à long terme. Énergie NB a répondu que son calcul tenait compte de manière appropriée des ajustements au niveau des profits sur les fonds d'amortissement et sur le principal. La Commission a examiné ces données et n'a rien trouvé à redire. Par conséquent, la Commission accepte la somme de 138,3 millions \$ calculée comme montant moyen de la part de la dette à long terme pour Transco pour 2003/2004.

Energie NB a proposé que le coût de la dette à long terme soit calculé sur un taux d'intérêt nominal, des frais d'émission, des taux de change et sur un différentiel de taux. L'évaluation originale d'Énergie NB du coût total pour Transco de 14,8 millions \$ a été réduite en cours d'audience à 14,7 millions \$ en raison d'un ajustement de coûts en devises.

JDI a prétendu que, pour diverses raisons, l'amortissement du capital lié à des pertes sur devises ne devrait pas être en ligne de compte dans le calcul de taux d'intérêt pour une dette à long terme. Énergie NB a répondu qu'il s'agit d'une pratique comptable courante largement répandue. Énergie NB a convenu que le montant final n'est pas connu avec certitude mais qu'il demeure acceptable de prévoir un montant annuel afin d'échelonner ce coût sur la durée de la dette. La Commission considère que la pratique utilisée par Énergie NB n'a rien de répréhensible.

Énergie NB a proposé que les tarifs à imposer aux clients devraient inclure également le montant correspondant au 0,91 % tenant lieu de l'écart de crédit. Le 0,91 % représente l'évaluation du taux d'intérêt additionnel que Énergie NB aurait payé si sa dette n'avait pas été garantie par le gouvernement. Énergie NB a déclaré que son engagement en ce qui concerne sa dette à long terme a été de verser au gouvernement une commission de garantie de 0,6489 %. Énergie NB a proposé que Transco garde la différence entre le 0,91 % réclamé (facturé aux clients) et la commission de 0,6489 % (au gouvernement). Énergie NB est d'avis qu'un tel arrangement assurerait que les utilisateurs tiers (clients à l'extérieur du Nouveau-Brunswick) payent leur pleine part des coûts d'utilisation du système et ne profitent pas de taux d'intérêt provinciaux créditeurs, qui sont en fait subventionnés par les contribuables.

JDI a fait valoir que le montant additionnel qui représente la somme en sus de la commission de garantie n'est pas justifié et qu'il ne devrait pas être inclus dans le coût de la dette. La Commission estime que les tarifs chargés aux abonnés devraient être fondés sur les coûts réels liés à la dette à long terme et non sur ce que Transco aurait été obligé de payer si

la dette à long terme avait été consentie sans la garantie de la province. Par conséquent, la Commission réduit, aux fins de la réglementation, le coût de la dette à long terme d'un montant de 0,4 millions \$. Cette somme représente la différence entre exiger des abonnés un écart de crédit de 0,91 % comme le propose Énergie NB et réclamer des abonnés le montant de la commission de garantie du gouvernement de 0,6489 %, qui constitue le coût réel de Transco pour 2003/2004.

La Commission approuve donc un coût total pour la dette à long terme pour 2003/2004 de 14,3 millions \$. Le tableau 4 récapitule le calcul du coût de la dette à long terme.

TABLEAU 4

Coût de la dette à long terme existante à Transco

Élément	Montant (en millions de \$)
Dettes à long terme (déjà déposé en preuve)	14,8
Moins : Ajustement des devises	(0,1)
Moins : Ajustement de l'écart de crédit	(0,4)
Coût approuvé par la Commission	14,3

La nouvelle dette

Le montant total de la dette d'Énergie NB au 1^{er} avril 2003 sera considérablement plus élevé que les 2 milliards \$ de dette à long terme parce que l'émission obligataire pour 2002/2003 ne fait pas partie de cette dette mais est plutôt classée comme une nouvelle dette. Au 1^{er} avril 2002, le montant total de la dette à long terme était de 2,9 milliards \$. Au cours de l'exercice 2002/2003, un montant d'environ 790 millions \$ de cette dette doit être remboursé, dont une partie sera refinancée. Les fonds provenant de l'exploitation de l'entreprise ne seront pas suffisants pour rembourser la totalité de ce montant. Donc, Énergie NB doit contracter

une nouvelle dette plutôt importante pour 2002/2003. Cette nouvelle créance sera répartie au pro rata des nouvelles compagnies, en fait comme si elles existaient déjà en 2002/2003. Le montant total du refinancement n'a pas été versé au dossier mais nous savons que la part de Transco sera de 50,9 millions \$.

Cette nouvelle dette inclut l'émission obligataire en 2002/2003 au nom de Transco ainsi que celle qui sera émise en 2003/2004. Le montant de la nouvelle dette est calculé sur les besoins en trésorerie permanents reliés à l'exploitation de l'entreprise. La Commission a passé en revue la partie des documents se rapportant à la nouvelle dette et convient d'un montant de 75 millions \$ évalué par Énergie NB comme étant la dette moyenne pour l'exercice 2003/2004.

La prévision de coûts de 6,14 % pour la nouvelle dette à long terme qui représente la part de Transco a été calculée en se basant sur la moyenne du coût prévisionnel de l'émission des obligations à long terme du Canada portant sur une période de 10 ans et de 30 ans. On a ajouté à cette somme un écart de crédit qui constitue la différence entre le taux d'intérêt qu'obtiendra le Gouvernement du Canada sur le marché et celui qu'obtiendra Transco. Énergie NB a déterminé que cet écart serait de 1,34 %; il a appuyé son analyse sur les écarts de crédit versés par d'autres entreprises de service public et en conservant l'hypothèse que la cote de crédit de Transco sera de « A ». Tout ceci pour obtenir un taux d'intérêt de 7,48 % qui représente le coût de la nouvelle dette à long terme de Transco pour 2003/2004.

JDI a recommandé un taux à forfait maximum de 6,57 % pour la nouvelle dette pour l'exercice 2003/2004 en s'inspirant des coûts d'emprunt éludés

pour Énergie NB. Énergie NB rétorque qu'elle n'a pas avancé que ce taux représentait le coût de la nouvelle dette et qu'elle ne le croyait pas.

La Commission est d'avis que le coût de la nouvelle dette devrait être calculé sur une évaluation de ce que Transco devrait payer pour cette nouvelle dette en 2003/2004. Il a été mis en preuve que ce coût devrait être de 7,48 %, comme nous en avons discuté précédemment. Personne n'a déposé de mémoire pour prouver qu'il devrait en être autrement. L'évaluation est basée sur une analyse des prévisions disponibles le jour où le document a été préparé. Les prévisions de coût d'une dette à long terme varient dans le temps et l'évaluation faite pour 2003/2004 pourrait être plus ou moins élevée selon le modèle prévisionnel utilisé. Cependant, les prévisions de nombreuses dépenses importantes sont l'objet de variations semblables. La Commission juge qu'il serait mal venu de tenter d'actualiser constamment les diverses prévisions. Elle considère qu'une évaluation prévisionnelle de 7,48 % représente un coût raisonnable de la nouvelle dette à long terme pour 2003/2004.

JDI a remis en question le calcul de tous les intérêts débiteurs pour la nouvelle dette en 2003/2004. JDI prétend que le montant de nouvelle émission obligatoire en 2002/2003 à un coût de 7,32 % a été incorrectement calculé au taux de 7,48 %. La Commission a examiné les données et s'est rangée à l'avis de JDI. Il en découle que les dépenses sont gonflées de 100 000 \$. Par conséquent, la Commission réduit le taux d'intérêt sur la nouvelle dette de 5,6 millions \$ à 5,5 millions \$.

L'intérêt sur la dette à court terme

Transco utilise le financement provisoire ou à court terme pour se donner la souplesse de pouvoir réduire les coûts débiteurs globaux. Énergie NB

utilise une prévision de 5,06 % pour les taux d'intérêt à court terme pour 2003/2004 et personne n'a contesté cette assertion. La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB d'un intérêt sur la dette à court terme de 0,5 millions \$.

L'allocation de fonds pendant la construction (AFUDC)

Le recours à l'AFUDC revient à admettre que les capitaux en construction ne peuvent fournir un service public utile. Les frais de crédit associés à une telle construction ne sont pas imputés aux abonnés. Ils sont financés et ajoutés à la valeur de l'actif et, de cette façon, ils sont récupérés par les futurs abonnés au cours des années où ces actifs fournissent un service utile. La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB de 1,4 millions \$ à titre de AFUDC.

Le total de frais financiers

La Commission approuve les frais financiers de 18,9 millions \$ pour 2003/2004, inférieurs de 0,5 million \$ au montant réclamé par Énergie NB. Le tableau 5 présente une récapitulation du calcul des frais financiers.

TABLEAU 5

Total de frais financiers de Transco pour 2003/2004

Élément	Montant (millions de \$)
Coût de la dette à long terme	14,3
Coût de la nouvelle dette à long terme	5,5
Coût de la dette à court terme	0,5
Moins : AFUDC	(1,4)
Total	18,9

Le rendement des capitaux propres

La Commission doit approuver un taux de rendement juste et raisonnable sur les capitaux propres faisant partie de la structure financière de Transco. Le D^r Morin et le D^r Yatchew ont présenté en preuve le taux de rendement approprié qui devrait être appliqué à Transco. Ils ont tous deux utilisé le modèle d'évaluation des actifs financiers comme base de calcul du taux de rendement proposé. Cette méthode de calcul repose sur trois facteurs :

- le taux de rendement hors risque
- la prime au risque du marché
- le coefficient bêta

Le taux de rendement hors risque se dit d'un placement qui ne représente que de très faibles dangers ou pratiquement pas de dangers. Le D^r Morin a fait son évaluation à partir du rendement prévisible d'environ 6 % des obligations à long terme du Canada. Le D^r Yatchew est d'accord avec l'utilisation comme étalon de mesure des obligations à long terme du Canada mais il a plutôt fixé le rendement à 5,7 %, ce qui reflète la plus récente évaluation du marché.

La prime au risque du marché représente le rendement additionnel sur la prime hors risque attendu par les investisseurs pour accepter le risque. Le D^r Morin estime la prime au risque du marché à 6,7 %, qui représente la moyenne des primes provenant de six études différentes. Le D^r Yatchew déclare qu'une évaluation raisonnable de la prime sur les capitaux propres se situe dans une fourchette de 4 % à 6 %.

L'évaluation du coefficient bêta pour une société cotée en bourse mesure son risque en regard du risque global du marché boursier. Le marché a un bêta de 1,0. Les sociétés moins à risque que la moyenne du marché ont un bêta inférieur à 1,0 tandis que celles qui sont plus à risque ont un bêta supérieur à 1,0.

Le D^r Morin a utilisé un bêta de 0,67 tandis que le D^r Yatchew a utilisé une fourchette de 0,35 à 0,50. En raison de leurs hypothèses et de leurs calculs, les deux témoins ont recommandé différents taux de rendement sur les capitaux propres. Le D^r Morin a recommandé un rendement sur les capitaux propres de 11,0 % et le D^r Yatchew un taux de rendement de 8,25 %.

La Commission a minutieusement étudié les éléments de preuve des témoins Morin et Yatchew et a également discuté du risque commercial que représente Transco. Les témoins d'Énergie NB ont réitéré leur assurance en l'exactitude de leur évaluation du volume des ventes pour 2003/2004. La Commission juge que cette marque de confiance témoigne d'un risque d'entreprise plutôt faible.

La Commission établit le taux de rendement sur les capitaux propres pour 2003/2004 à 9,5 %. Par conséquent il en résulte un besoin en recettes de 10,9 millions \$ en bénéfices nets. Les tarifs pour 2003/2004 seront établis de sorte que Transco pourra générer un profit de 10,9 millions \$ si les résultats sont conformes aux prévisions.

Comme il en a été fait précédemment, la Commission n'a pas approuvé la méthode RAR proposée par Énergie NB. Cependant, la Commission croit qu'il est important de fournir un incitatif à la direction d'exploiter Transco de la manière la plus efficace possible. Pour ce faire, la Commission

permettra à Transco d'obtenir un rendement sur les capitaux propres d'un maximum de 10,5 %. Cette décision signifie que Transco pourra encaisser des bénéfices nets jusqu'à concurrence de 12,0 millions \$ en 2003/2004 sans être tenue de réduire ses tarifs. La Commission surveillera la qualité des services fournis par Transco comme nous l'expliquerons plus loin dans notre décision pour nous assurer que toute augmentation du bénéfice net ne se produise pas au détriment de la réduction de la qualité des services.

La Commission estime que la même pratique devrait s'appliquer dans le cas inverse. La Commission ne s'attend pas à ce que Transco présente une demande d'augmentation de tarifs en 2003/2004 à moins que le rendement sur les capitaux propres chute en deçà de 8,5 %. Cela signifierait que les prévisions de bénéfices nets de Transco devront être inférieurs à 9,7 millions \$. Cette exception se traduira par une hausse de coûts indépendante de la volonté de la direction de l'entreprise et qui aura comme conséquence de réduire le rendement des capitaux propres à un niveau inférieur à 9,5 %.

Les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A)

Ces dépenses sont indispensables pour le bon fonctionnement de Transco. Un élément important de ces dépenses se retrouve sous la rubrique salaire, une autre portion est réservée au matériel et le reste aux taxes foncières, à l'exploitation des lignes à haute tension avec le Québec, aux versements à une société affiliée pour des services et à d'autres postes budgétaires. Les dépenses de cette catégorie (OM&A) sont réduites par la vente de services à des sociétés affiliées et par la restructuration de certaines dépenses. Le Tableau 6 donne la liste des éléments reliés aux dépenses OM&A.

TABLEAU 6

Dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration 2003/2004

Dépenses	Montant (en millions de \$)
Salaires et avantages sociaux	23,8
Services fournis par un tiers	3,0
Matériel	2,2
Véhicules	1,8
Taxes sur un service d'utilité publique et taxes foncières	6,8
Autre	3,7
Lignes à haute tension	1,8
Paiements aux affiliés	5,9
Sous-total	49,0
Moins : Recettes des affiliées	(4,4)
Moins : Dépenses capitalisées	(7,0)
Dépenses OM&A	37,6

L'année d'essai

Les tarifs réclamés des abonnés seront calculés sur les dépenses d'un exercice qu'on appelle « année d'essai ». Énergie NB a proposé qu'on utilise comme prochaine année d'essai, l'exercice 2003/2004.

JDI recommande que l'année d'essai soit plutôt calculée sur les dépenses rétrospectives ajustées du secteur du transport d'énergie. JDI a de plus recommandé qu'on utilise la méthode de l'étalement pour enregistrer les dépenses qui ne pourraient pas être récupérées une année donnée. Tout manque à gagner pourrait être récupéré les années subséquentes s'il était jugé que les dépenses sont raisonnables. La Commission ne croit pas que le recours à l'étalement soit bien choisi dans les circonstances.

La Commission réitère que l'objectif vise à établir la meilleure évaluation possible des coûts qui seront engagés pendant l'exercice 2003/2004. Ces frais devraient être couverts par les abonnés du service au cours de l'année, ce qui assurerait l'équité entre les générations.

La Commission juge pertinent de déterminer le caractère raisonnable d'une prévision de dépenses en examinant les informations antérieures pertinentes et les augmentations prévues. Transco est exploitée comme entité indépendante depuis plusieurs années. Les informations détaillées sur les frais d'exploitation des années antérieures ont été présentées, tout comme les prévisions des frais pour la période 2003 à 2006. Cette information a fait l'objet d'un examen minutieux.

La Commission est d'avis que les prévisions pour l'exercice 2003/2004 ont été correctement évaluées et qu'elles fournissent la meilleure information possible permettant d'établir la tarification. La Commission utilisera donc l'exercice 2003/2004 comme année d'essai pour établir les tarifs dans sa décision.

Les dépenses du Groupe des services corporatifs

Les dépenses du Groupe des services corporatifs, qui fournissent une gamme de services comme les services juridiques, la réglementation, les finances et les systèmes informatiques, doivent être imputées à diverses nouvelles entreprises conformément à l'étude effectuée par la firme Deloitte & Touche. La Commission juge raisonnable la méthodologie utilisée par Deloitte & Touche. Cependant, la Commission remarque que Deloitte & Touche n'a pas évalué le caractère raisonnable du niveau actuel des dépenses du Groupe des services corporatifs.

La Commission est d'avis que le partage de services entre compagnies affiliées pourrait se traduire par des épargnes pour les abonnés de Transco. Cependant, la Commission croit que tout partage de services ne doit se faire que dans les circonstances suivantes :

- Transco paie des frais jugés raisonnables;
- toutes les dispositions sont prises pour protéger l'information confidentielle sur la clientèle recueillie par Transco; et
- les sociétés affiliées ne doivent pas recevoir de régime de faveur quant aux services réglementés de Transco.

JDI recommande, et la Commission partage cette opinion, que Transco soit tenue de rendre publics les renseignements détaillés sur toutes les transactions avec les compagnies affiliées. Par conséquent, la Commission exigera la création d'un Code de conduite entre sociétés affiliées. Ce code définira les normes et les conditions nécessaires aux transactions entre Transco et ses entreprises affiliées. Il tiendra les dossiers des transactions et produira les rapports entre Transco et ses affiliées. Il indiquera la marche à suivre sur certaines questions dont la politique d'établissement des prix de cession interne, du paiement de la dette entre compagnies et de la protection de l'information et des données.

Le personnel de Transco et celui de la Commission doivent entreprendre des discussions pour débattre du contenu du Code de conduite entre sociétés affiliées et nous demandons à Énergie NB de présenter d'ici le 30 juin 2003 le projet de code à la Commission.

Conclusion – Les dépenses OM&A

JDI recommande que les dépenses OM&A soient ramenées à 34,7 millions \$ mais n'a pas appuyé sa demande d'aucun élément de preuve d'ajustement et d'élimination de l'un ou l'autre des postes budgétaires. La Commission juge raisonnable le montant proposé par Énergie NB et accepte donc le budget de 37,6 millions \$ en guise de dépenses OM&A pour l'exercice 2003/2004.

Comme nous l'avons observé dans le présent rapport, l'exercice 2003/2004 sera le premier au cours duquel Transco agira, du point de vue juridique, comme société indépendante. Cela coïncidera avec la première année d'une forme partielle de concurrence ouverte sur le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Ces facteurs ajoutent un élément d'incertitude et augmentent la possibilité que les résultats soient très différents des prévisions. La Commission exigera donc des rapports mensuels de la part de Transco qui devra fournir des détails sur les résultats financiers réels et une explication de toute variation importante. Les rapports devront être produits dans les 15 jours suivant la fin du mois.

Les paiements tenant lieu d'impôt

Énergie NB a inclus un paiement en lieu d'impôt comme dépense à récupérer dans les tarifs réclamés aux abonnés. Comme le stipule le Bill 30, le projet de loi sur la restructuration, la Corporation de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick sera tenue de verser en 2003/2004 un paiement en lieu d'impôt à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (Debtco). Ce montant équivaut au total des impôts fédéral et provincial que la société de transport aurait été tenue de verser si elle n'était pas exempte de le faire.

La Commission convient que si le Bill 30 est adopté par la législature, Transco devra s'acquitter de ses responsabilités fiscales et devra payer ses impôts. Les dépenses légitimes de Transco font partie des coûts généraux d'exploitation d'un réseau de transmission d'énergie au Nouveau-Brunswick. La Commission permettra donc la récupération de ce paiement en l'incluant dans les tarifs réclamés aux consommateurs.

Le montant de ce paiement dépendra cependant de la somme allouée au rendement des capitaux propres. La Commission a réduit le montant du rendement des capitaux propres et, par conséquent, le paiement tenant lieu d'impôts devra être diminué de façon proportionnelle. La Commission a calculé qu'une somme de 8,5 millions \$ en guise de paiement en lieu d'impôts, ce qui représente une réduction de 1,3 million \$ par rapport au montant proposé par Énergie NB. Le calcul de cette somme est expliqué Tableau 7.

TABLEAU 7

Vérification du paiement tenant lieu d'impôts

Élément	Montant (millions de \$)
Bénéfice net requis	10,9
Plus : arrérages en paiement tenant lieu d'impôts	<u>8,5</u>
Somme avant paiement tenant lieu d'impôts	19,4
Multiplié par : Taux d'imposition du revenu (pour Énergie NB)	<u>36,6 %</u>
Impôts	7,1
Plus : Impôts sur le capital (pour Énergie NB)	<u>1,4</u>
Paiement total tenant lieu d'impôts	8,5

L'amortissement

L'amortissement prévoit la récupération du coût des immobilisations. Chaque année, une partie du coût initial est imputée comme dépense

d'exploitation. La somme réclamée chaque année permettra la récupération complète du coût d'origine sur la durée utile de vie de l'actif. Aucune preuve n'a été déposée devant la Commission pour démontrer que les immobilisations étaient inutiles ou que les coûts d'origine étaient inexacts. JDI s'est inquiétée de l'absence d'information détaillée sur les taux d'amortissement utilisés par Énergie NB. JDI a demandé qu'Énergie NB soit tenue de produire de l'information additionnelle et que le montant de l'amortissement soit conservé dans un compte de charges reportées jusqu'à ce que l'étude de ces renseignements soit terminée.

La Commission juge que le recours à cette pratique n'est ni opportun ni nécessaire. La Commission considère que le montant proposé par Énergie NB est raisonnable et, par conséquent, accepte le montant de 18,4 millions \$ comme dépense d'amortissement pour 2003/2004.

Conclusions - Les exigences en matière de tarif de transport

La Commission approuve les exigences en matière de tarif de transport de 94,3 millions \$, qui sont de 4,1 millions \$ inférieurs à la somme originale réclamée par Énergie NB, une baisse de 4,2 %. Le calcul des exigences en matière de tarif de transport est expliqué au Tableau 8.

La Commission remarque qu'il ne s'agit pas du besoin total en recettes de Transco. Il ne s'agit que des bénéfices associés aux services que Transco doit fournir. Les besoins en revenus pour services ancillaires sont expliqués dans une section ultérieure de la présente décision.

TABLEAU 8

Calcul de la Commission des besoins en revenus de transport d'énergie

Élément	Montant (millions de \$)
Amortissement (tel que déposé)	18,4
Dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A) (tel que déposé)	37,6
Frais de crédit (Tableau 5)	18,9
Paiement tenant lieu d'impôts (Tableau 7)	8,5
Rendement des capitaux propres (bénéfice net)	<u>10,9</u>
Exigences en matière de tarif de transport	94,3

Énergie NB a révisé ses besoins en revenus de transport, qui sont passés de 98,4 millions \$ à 97,9 millions \$ au cours des audiences. Cependant, les tarifs assortis aux propositions sur la tarification sont calculés sur le montant de 98,4 millions \$. Par conséquent, il est ordonné à Énergie NB de réduire les tarifs de tous les services, sauf les services ancillaires, de 4,2 % et de présenter les nouveaux tarifs à la Commission pour qu'elle les approuve.

La Commission a préparé le Tableau 9 comme outil de vérification des recettes de transport approuvées précédemment.

TABLEAU 9

Vérification des besoins en revenus de transport pour 2003/2004

Élément	Montant (millions de \$)
Revenus de transport	94,3
Moins: Exploitation, maintenance et administration (tel que déposé)	(37,6)
Moins : Amortissement (tel que déposé)	(18,4)
Moins: Frais de crédit (Tableau 5)	(18,9)
Revenus avant paiements tenant lieu d'impôts	19,4
Moins: Paiements tenant lieu d'impôt (Tableau 7)	(8,5)
Bénéfice net	10,9

La Commission a déterminé les besoins en revenus de transmission pour 2003/2004. La Commission remarque que son travail a été rendu considérablement plus difficile pour deux raisons.

La première tenait à l'absence d'un plan d'affaires officiel de Transco. Nous aurions dû retrouver dans un tel document les informations financières appropriées et les plans les accompagnant. Cela aurait été préférable que de disséminer l'information un peu partout dans différents documents d'information déposés en preuve par la compagnie.

La deuxième raison tenait à la décision du Gouvernement d'aller de l'avant avec la restructuration du secteur de l'électricité. La décision de procéder en avançant l'échéancier prévu pour l'ouverture du marché a fait en sorte que les audiences se sont tenues sans qu'on sache vraiment les changements précis qui seront apportés par la loi. Cette situation a rendu difficile l'analyse de certains aspects de la demande.

La Commission remarque qu'on s'était inquiété du volume d'information fourni par Énergie NB en appui aux diverses pratiques comptables qu'elle utilise. La Commission considère qu'il y avait beaucoup d'informations détaillées dans les dossiers. Les parties intéressées ont également eu beaucoup de temps pour demander de l'information additionnelle et pour présenter des documents de leur cru.

La Commission est d'avis que les politiques en place sont appropriées pour 2003/2004 et les accepte aux fins de sa décision. La Commission ordonne à Transco de fournir à la Commission pour son examen toute proposition de changement à ses pratiques comptables actuelles qui pourraient avoir une incidence financière importante.

La Commission considère que la révision de toute future demande de hausse de tarifs serait grandement facilitée si Transco identifiait, à tout le moins, l'information qu'elle présente à la Commission à cette fin. La Commission est d'avis qu'il faudrait clairement identifier tant les différentes catégories d'information que les détails spécifiques exigés. Cette pratique permettrait de sauver temps et argent pour tous les participants et aiderait la Commission à rendre sa décision. La Commission ordonne à son personnel d'entreprendre des discussions avec le personnel de Transco et des autres parties intéressées afin de définir les exigences minimales en ce qui touche la présentation de documents pour l'utilisation de Transco lors de futures requêtes de hausse tarifaire.

LE VOLUME DES VENTES

La prévision des volumes de ventes pour 2003/2004 est fondée sur un examen des services fournis par l'entreprise de transport au cours des dernières années et également sur les plus récentes prévisions de profil de charge d'Énergie NB. Énergie NB estime qu'il n'y aura pas de différence importante en 2003/2004 par rapport aux données des années précédentes.

Le Gouvernement entend restructurer le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick à partir du 1^{er} avril 2003. Énergie NB a déclaré que ce changement n'aurait aucune incidence sur le volume des ventes dans la province parce que le volume du transport utilisé ne changerait pas, que cette énergie soit fournie par Énergie NB ou par un concurrent.

Cependant, quant aux prévisions des ventes de point à point, toutes les ventes sont calculées à partir des charges externes. On reconnaît dans cette prévision une certaine sensibilité aux développements qui

pourraient se produire dans les marchés extérieurs. Énergie NB a déclaré que les volumes pourraient être inférieurs mais la société ne s'attend pas à une déviation importante de ses prévisions de ventes.

Aucun intervenant n'est venu contester les prévisions de volume des ventes présentées par Énergie NB pour 2003/2004. La Commission accepte que les prévisions de volumes de vente d'Énergie NB telles que déposées.

LE COÛT DU SERVICE

Un élément important de la conception du tarif représente le coût de fournir les services offerts. Énergie NB a entrepris une démarche en cinq étapes pour établir le coût de ses services, dont voici le détail :

1. La liste des services fournis.
2. Les fonctions du système de transport.
3. La répartition des besoins en revenus pour ces fonctions.
4. L'identification de l'utilisation du système par tous les services.
5. La répartition des coûts fonctionnels des services de transport.

Énergie NB a appuyé son étude sur des besoins en revenus de 98,4 millions \$. Par l'entremise de la répartition fonctionnelle, elle a soustrait ces coûts qui sont directement attribuables aux abonnés qui en font usage. Le reste des besoins en revenus est divisé entre les services du réseau et les services point à point, calculés à partir de l'utilisation du système.

La répartition des coûts a permis à Énergie NB d'établir une tarification pour chaque catégorie de services. Les tarifs sont établis de manière à

pouvoir récupérer tous les frais appropriés. Aucun intervenant ne s'est objecté à la méthode de répartition des coûts. La Commission accepte le processus adopté par Énergie NB.

LES SERVICES ANCILLAIRES

Introduction

Énergie NB a classé ses services en trois grandes catégories : le service de transport du réseau intégré ; le service de transmission d'un point à un autre ; et les services ancillaires.

Le service de transport d'un réseau électrique intégré permet aux consommateurs d'utiliser ces ressources pour répondre à leurs besoins propres. Il fournit un service continu de transmission ferme et possède une durée initiale de cinq ans. Le service de transport point à point sert à la transmission et à la réception d'électricité entre des points désignés d'un réseau. Il est disponible sur une base ferme ou aléatoire et peut n'être valable que pour une seule journée. Les besoins en revenus pour ces services de transmission ont été explicités précédemment.

Les services ancillaires sont nécessaires pour maintenir les services de distribution d'électricité en bon ordre de fonctionnement. Transco est tenu d'offrir ces services à sa clientèle. Dans sa tarification, on identifie six services.

Barème de frais, contrôle de système, distribution, réactivation de l'alimentation électrique, et contrôle de la tension

Ces deux services doivent être achetés chez Transco. Il s'agit de services utilisés pour orchestrer le transfert d'électricité et pour

maintenir le système à des niveaux de tension acceptables. Les tarifs proposés pour le barème de frais, le contrôle du système et le système de distribution sont calculés sur les coûts d'exploitation du Centre de contrôle de l'énergie et n'ont pas été contestés. Les tarifs pour réactiver l'alimentation électrique et le contrôle de la tension sont calculés sur une approximation de trois compensateurs synchrones de 110 mégavars.

Réglementation et réponse de fréquence, réserve de fonctionnement - réserve tournante, et réserve de fonctionnement - réserve supplémentaire (10 minutes et 30 minutes)

Ces services sont requis pour assurer un fonctionnement continu et fiable du système. Les clients peuvent se procurer ces services chez Transco, chez un exploitant de réseau autonome ou se le procurer chez soi. Pour cette catégorie de services, Énergie NB propose que les tarifs soient calculés sur les coûts des groupes électrogènes approximatifs plutôt que sur les coûts inévitables de la Corporation de production Énergie NB parce que, a-t-on soutenu, cette formule reproduirait un prix plus équitable. Les groupes électrogènes sont deux types de génératrices alimentées au gaz.

Le déséquilibre énergétique

Nous abordons cette question dans la prochaine section du présent rapport.

La gestion axée sur la demande

Aux fins de cette décision, la gestion axée sur la demande comprend : la réactivation de l'alimentation électrique et le contrôle de la tension; la

réglementation et la réponse en fréquence; et les deux réserves de fonctionnement, la tournante et la supplémentaire. Les besoins en revenus pour ces services, dont les coûts sont calculés sur des approximations, sont évalués à 38,7 millions \$. Bon nombre d'arguments ont été évoqués pour juger de la pertinence d'utiliser des approximations pour établir les coûts et déterminer les tarifs.

La Commission a ordonné à Énergie NB de fournir les coûts de la gestion axée sur la demande en utilisant les installations existantes. L'information nous a été livrée le 31 janvier 2003. Les besoins en revenus utilisant les installations existantes ont été établis à 48,2 millions \$.

WPS a soutenu que les prix que Transco devrait exiger devraient être calculés sur les installations existantes sous réserve de tout ajustement par la Commission à la structure du capital et du coût du capital pour la partie production d'énergie. WPS a ajouté que même avec ces ajustements, les coûts seraient plus élevés que ceux découlant de la méthode des approximations. JDI a également recommandé que les tarifs soient calculés sur les coûts des installations existantes. Cependant, JDI s'est interrogée sur les coûts présentés par Énergie NB pour ses installations existantes. JDI a conclu que, à moins qu'on puisse déterminer avec rigueur les coûts, il serait préférable de s'en remettre au tarif moyen sur trois ans du NEPOOL.

La Commission considère qu'il y a des différences importantes entre le marché du Nouveau-Brunswick et celui de la Nouvelle-Angleterre. De plus, il n'est pas possible pour le marché de la Nouvelle-Angleterre de fournir des services ancillaires au Nouveau-Brunswick. Pour cette raison, la Commission juge que le recours à la moyenne des tarifs du NEPOOL n'est pas applicable dans les circonstances.

On a longuement débattu des coûts engagés par les installations de production d'Énergie NB pour fournir les services ancillaires. La Commission est d'avis qu'il y a une distinction très nette à faire entre les coûts assumés par Transco et ceux de ses fournisseurs. Dans le présent cas, les coûts que les génératrices engagent pour fournir des services de gestion axée sur la demande ne sont pas un facteur décisif dans l'établissement des tarifs à imposer à Transco. Cette situation est similaire au traitement des coûts de tout fournisseur de Transco, que ce soit des véhicules, des ordinateurs ou de la papeterie. Les coûts qui sont pertinents à l'établissement des tarifs sont ceux qui seront engagés par Transco.

La politique de gestion axée sur la demande devra être en vigueur à l'ouverture des marchés, qu'on prévoit pour le 1^{er} avril 2003. Il est essentiel que Transco ait mis en place des mesures lui permettant de pratiquer la gestion axée sur la demande et de fournir à la demande. La preuve démontre que la seule source possible pour obtenir ces services en 2003/2004 serait les installations de production d'électricité de la Corporation de production d'Énergie NB (Genco). Transco entend signer un contrat avec Genco pour la mise en place de la gestion axée sur la demande en 2003/2004.

Énergie NB a indiqué dans son témoignage que le contrat n'était pas finalisé. Le Bill 30 accordera au Gouvernement le contrôle effectif, direct ou indirect, sur Transco et sur Genco et pourra à la rigueur trancher et déterminer le montant réel que Transco devra payer pour pratiquer la gestion axée sur la demande. La Commission note que Genco fournira des services ancillaires à Transco et des services énergétiques à la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-

Brunswick (Distco). Pour que l'entreprise soit financièrement rentable, Genco devra récupérer tous les coûts engagés dans la vente de ces deux services. La Commission encourage le Gouvernement à veiller à ce que les tarifs exigés à Transco par Genco soient justes et fondés sur des coûts engagés avec prudence. Si ces frais sont équitables, alors nous pourrions parler de règles de jeu équitables pour tous les partenaires et une véritable concurrence possible dans le domaine de la production d'électricité.

Énergie NB a déclaré qu'on avait réalisé que le contrat indiquerait un paiement maximum de 38,7 millions \$ à Genco. Cette somme sera moindre si Transco informe Genco que ses besoins seront inférieurs et qu'en conséquence, elle libère une partie de sa capacité qu'elle s'était engagée à fournir. Transco a annoncé que toute réduction de 38,7 millions \$ serait déduite de la facture des consommateurs par l'entremise d'une réduction de tarif.

La Commission est d'avis que le contrat devrait déterminer le coût que devra verser Transco pour fournir des services de gestion axée sur la demande. La Commission considère que le coût reflète un montant opportun que Transco peut récupérer chez sa clientèle. La meilleure évaluation du coût de Transco pour les services ancillaires de gestion axée sur la demande en 2003/2004 est de 38,7 millions \$ et la Commission permettra à Transco d'imposer des tarifs correspondant aux services de gestion axée sur la demande pour récupérer cette somme en 2003/2004.

En ce qui touche aux tarifs précis que Transco devra payer pour la gestion axée sur la demande, il n'existe aucun document déposé en preuve proposant de changement. Les tarifs proposés par Transco s'établissent à

38,7 millions \$ approuvés par la Commission et sont donc acceptés tels que proposés.

La Commission exigera des rapports mensuels de Transco sur les frais et les bénéfices associés à la prestation de ces services de gestion axée sur la demande. Cette mesure permettra à la Commission de veiller à ce que les tarifs réclamés des consommateurs permettent à Transco de récupérer les coûts réellement engagés pour fournir des services de gestion axée sur la demande. Elle permettra également à la Commission de s'assurer à ce que toute réduction de tarif soit retournée aux consommateurs sous forme de remise. Le public aura accès à cette information, qui pourra faire l'objet d'une vérification de la part de la Commission.

La Commission exigera que Transco s'engage dans un processus de demande de proposition en 2003/2004 pour lancer un appel d'offres afin qu'elle puisse offrir des services de gestion axée sur la demande pour l'exercice 2004/2005. La Commission discutera des modalités de ce processus avec Transco et avec les parties intéressées pour s'assurer que les services sont fournis au meilleur coût possible.

JDI a fait valoir ses craintes face à la possibilité que les exploitants de réseau autonome enregistrent une augmentation importante de leurs coûts à la suite du tarif proposé. Ils recommandent à la Commission d'ordonner à Énergie NB de présenter un tarif différent qui s'appliquerait particulièrement aux exploitants de réseau autonome pour tenir compte de leurs circonstances particulières.

Énergie NB rétorque que l'incidence réelle dépendrait de circonstances propres à ces exploitants de réseau autonome et qu'ils pourraient prendre

des mesures visant à réduire les répercussions. Énergie NB fait également valoir que si la Commission juge que les conséquences sur la clientèle de la hausse tarifaire sont faramineuses, l'augmentation pourrait être étalée dans le temps. Un tel échelonnement pourrait s'étendre sur une période de trois ans et éviterait l'imposition de conditions spéciales progressives pour les exploitants actuels de réseau autonome.

La Commission estime que des hausses importantes de tarif sur une courte période de temps constitueraient un enjeu de taille pour les consommateurs. Il faudrait dans la mesure du possible éviter de se retrouver devant une telle situation. La preuve relative à cette question est loin d'être éloquente. Il n'existe présentement aucun tarif détaillé pour ce genre de service spécifique puisqu'ils n'ont jamais pas été évalués indépendamment dans le passé. De plus, les conséquences pourraient varier d'un exploitant de réseau autonome à un autre et personne ne peut prédire à l'heure actuelle qu'elle pourrait être les conséquences sur un exploitant en particulier.

Quoi qu'il en soit, la Commission considère la possibilité d'une hausse tarifaire faramineuse comme étant sérieuse et ordonne par conséquent à Transco d'entreprendre des discussions avec les exploitants de réseau autonome d'électricité pour déterminer si une proposition satisfaisant les deux parties pourraient être présentée à la Commission pour examen. Une telle proposition doit préciser tout changement précis à effectuer, les sommes en jeu, la durée dont il est question et comment combler tout manque à gagner qui en découlerait. Si aucune entente ne peut être conclue, Transco informera la Commission de la nature des discussions et expliquera les raisons de l'échec. Les exploitants de réseau autonome auront la possibilité de faire valoir leur point de vue et la Commission décidera par la suite si des changements sont nécessaires. Ces

discussions doivent commencer de sorte qu'on puisse faire rapport devant la Commission au plus tard le 30 juin 2003. Les parties qui désirent plus d'information sur le processus devront entrer en communication avec le personnel de la Commission.

Le déséquilibre énergétique

Le déséquilibre énergétique est un mal nécessaire qui permet de maintenir l'intégrité d'un réseau de distribution. Il tient pour acquis que les producteurs d'électricité ne fournissent pas toujours le volume qu'ils s'étaient engagés à produire et que les consommateurs ne dépensent pas toujours le volume qu'ils prévoient utiliser. Le coût en temps réel de la production d'électricité peut varier de manière importante. Cette situation pourrait inciter les fournisseurs à retirer un avantage abusif du service ancillaire. Par conséquent, il est nécessaire d'établir un prix pour ce service afin d'encourager les clients à chercher un équilibre entre l'approvisionnement et la consommation. Énergie NB propose un système de bandes de déviation et de paiements associés assortis de sanctions qui, selon elle, favoriseraient un équilibre tout en permettant un certain niveau de souplesse.

Des intervenants ont contesté l'importance des bandes de déviation, du montant cumulatif du déséquilibre énergétique et du coût afférent. Le requérant a déclaré que le coût du déséquilibre énergétique sert d'avertissement au marché pour que les participants respectent leurs engagements. Emera se demande pourquoi on n'utilise pas le coût en temps réel pour compenser le déséquilibre. Le requérant rétorque que les coûts véritables de l'énergie en temps réel transparent n'existaient pas au Nouveau-Brunswick.

La Commission estime que les clients devraient être normalement en mesure de respecter, avec une marge de manœuvre, un équilibre. Pour ceux qui ne veulent pas ou qui choisissent de ne pas le faire, la Commission croit qu'il est important de minimiser les conséquences pour les autres clients qui devraient payer davantage parce que les besoins de certains clients comportent des variables trop fortes. En l'absence de prix du marché en temps réel au Nouveau-Brunswick, l'incitatif à rechercher l'équilibre doit être appuyé sur d'autres facteurs. La Commission croit que la méthodologie proposée par Énergie NB est une façon raisonnable d'encourager les abonnés à faire l'équilibre entre l'offre et l'utilisation et qu'elle est suffisamment souple.

La Commission approuve donc la méthodologie du déséquilibre énergétique, les largeurs de bande de déviation et la tarification du déséquilibre énergétique tel que proposé par Énergie NB. La Commission est d'avis que l'ouverture du marché et la transparence y gagneront si les valeurs horaires et mensuelles cumulatives de déséquilibre énergétique de chaque participant sont affichées sur le site Web de Transco pour consultation publique.

Renewable Energy Services Ltée a interpellé la Commission sur la question de l'énergie éolienne. La variation de l'énergie éolienne rend très difficile pour un exploitant d'un réseau autonome de fonctionner à l'intérieur de largeurs de bande de déviation dans le cadre du déséquilibre énergétique. La Commission croit que les génératrices éoliennes peuvent être branchées directement sur le système de distribution et donc ne pas être visées par la tarification. Cependant, certains exploitants d'énergie éolienne pourraient ressentir le besoin de se brancher directement sur le système de Transco. La Commission est d'avis que Transco devrait réviser ses pratiques touchant l'énergie éolienne et l'énergie renouvelable

et présenter des recommandations de modification tarifaire qu'elle jugerait convenable.

L'ENJEU DES TARIFS

L'attribution de la capacité existante d'interconnexion

La capacité totale du réseau de transport pour les interconnexions est de 2 377 MW. Cela comprend 700 MW de capacité sur l'interconnexion du Maine Electric Power Company (MEPCO), qui a accès au marché de la Nouvelle-Angleterre, et 223 MW de capacité d'interconnexion avec l'Île-du-Prince-Édouard. Il y a présentement 720 MW de réservations fermes à long terme d'interfaces d'interconnexion avec des juridictions adjacentes.

En 1998, quand la grille tarifaire actuelle a été appliquée, Énergie NB a inclus les engagements fermes à long terme dans sa capacité de transport. Elle a précisé que cette disposition représentait de 60 % à 65 % de la capacité de l'interconnexion de MEPCO. Il s'agissait d'anciens contrats signés avec des tiers et la Corporation de production d'Énergie NB qui étaient inclus dans le nouveau contrat. On a mentionné qu'il était pratique courante de fonctionner de la sorte, ce qui permettait de respecter les engagements fermes à long terme en garantissant la même réservation d'énergie dans la nouvelle grille tarifaire. On évalue que cette façon de procéder est conforme aux exigences de la décision 888 du FERC.

Énergie NB a tenu une « période d'appel d'offres » sur la capacité restante de transport non réservée, entre janvier et mars 1998. Le requérant a témoigné qu'une seule partie s'est montrée intéressée à la capacité non réservée, la Corporation de production d'Énergie NB.

NS Power a calculé que la Corporation de production d'Énergie NB avait réservé 670 MW de sa capacité de 700 MW de son interconnexion avec MEPCO. Il existe un contrat avec un tiers de 28 MW de capacité, ce qui laisse environ 2 MW de capacité non réservée pour l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. M. Marshall a déclaré qu'environ 40 % des 670 MW de capacité réservée pour l'interconnexion avaient été inclus dans le contrat à long terme. Énergie NB croit qu'il est convenable que les contrats de réservation de transport établis en vertu de la tarification actuelle soient reconduits aux termes de la nouvelle tarification.

Emera recommande que les engagements de réservation découlant de la période d'appel d'offres de 1998 ne soient pas reconduits à moins de s'inscrire dans la foulée des contrats actuels d'approvisionnement à long terme en date du 1^{er} avril 2003. Selon Emera, la tarification de 1998 n'a pas été approuvée par un organisme de réglementation et il est impossible pour un tiers de présenter un appel d'offre, compte tenu de la portée de l'incertitude en matière de réglementation.

On a cité les inquiétudes soulevées par Hydro-Québec en ce qui touche la tarification de 1998 :

- l'absence d'organisme de réglementation ayant droit de regard sur la tarification; et
- un tarif pour service de transit supérieur de 40 % au coût du tarif hors service.

En réponse à ces expressions d'inquiétude, Énergie NB a par la suite convenu d'accorder une remise au tarif de transit pour qu'il soit équivalent au tarif hors service. De plus, la société a également convenu d'instaurer le dégroupement fonctionnel, se conformant ainsi à un code

de conduite. En réponse à cette ouverture, Hydro-Québec a ouvert son système de réservation à Énergie NB.

Énergie NB a laissé entendre que Emera n'était pas disposée à accepter le risque financier associé à la réservation de capacité au moment de l'appel d'offre de 1998. Depuis, Emera Energy Services Inc, une société affiliée à Emera, a obtenu une licence de marketing du FERC.

Énergie NB a fait référence à une décision de la Régie de l'énergie du Québec, qui avait autorisé l'inscription de droits acquis de transport dans un nouveau contrat. Ontario Power Generation avait fait valoir que les réservations entre Hydro-Québec et TransÉnergie auraient dû être mis de côté et ces capacités offertes au plus offrant lors d'un appel d'offres. La Régie a rejeté cet argument.

Énergie NB a déclaré qu'il n'existe aucun élément de preuve indiquant des transactions malhonnêtes entre les affiliées. La société juge que la capacité de transmission a été acquise au cours d'un processus d'appel d'offre ouvert et transparent.

Northern Maine a donné son appui à la position d'Énergie NB sur l'inclusion des clauses de droit acquis dans les contrats. Northern Maine a relevé un enjeu possible qui pourrait amener *la mise en réserve* de la capacité de transport dans le but d'obtenir un avantage concurrentiel. La « mise en réserve » peut se produire quand une partie se procure des réservations d'énergie mais n'utilise pas la capacité. La Commission a demandé aux parties d'aborder cette question.

Emera a présenté un mémoire se prononçant contre la mise en réserve. Ses représentants ont soutenu que cette pratique avait rapport avec le

comportement d'une partie après l'entrée en vigueur d'un contrat. Emera a proposé qu'on remédie à la pratique de la mise en réserve en abrogeant les droits acquis aux contrats qui ne sont pas appuyés par des contrats d'approvisionnement de tiers à long terme.

La réponse écrite d'Énergie NB établit une nuance entre la mise en réserve et la capacité de retenir la transmission. La société a fait valoir que la mise en réserve pouvait se présenter quand les réservations d'énergie programmée n'étaient pas utilisées. Énergie NB a déclaré qu'il n'existait pas de preuve présentée devant la Commission qu'elle avait pratiqué la mise en réserve de capacité.

Le requérant a soutenu que la mise en réserve de réservation de transport, qui est utilisée, reste acceptable. De plus, Énergie NB a déclaré que si l'entreprise n'avait pas d'énergie réservée à son horaire à 11h la veille du jour de la réservation, alors cette capacité était mise sur le marché et offerte aux participants.

Énergie NB a démontré que depuis 2000, cette situation s'est produite environ 1 200 fois. Elle a ajouté qu'il s'agissait d'une sauvegarde contre la mise en réserve dont Emera, Hydro-Québec et NS Power s'étaient prévalus.

Cette décision représente la première occasion pour un organisme de réglementation du système de transport d'approuver la tarification d'Énergie NB. La Commission considère qu'il n'existait pas jusqu'à présent un environnement parfaitement équitable et un accès non discriminatoire aux appels d'offres sur la capacité de transport. La Commission est d'avis qu'une période d'appel d'offres devrait être tenue pour toute la capacité

de transport qui n'est pas assujettie à un contrat ferme entre une partie non affiliée à Énergie NB.

La Commission ordonne à Transco de consulter le personnel de la Commission pour établir un processus convenable à cette fin. La capacité de transport qui sera ainsi l'objet d'un appel d'offres doit viser la période du début d'avril 2004. Cette période doit être complétée au plus tard le quatrième trimestre de l'année 2003. Cela donnera suffisamment de temps à Transco pour obtenir l'approbation de tout changement à ses tarifs qui seront nécessaires à la suite de l'appel d'offres.

La réciprocité

La tarification proposée comprend une section sur la réciprocité. Elle stipule qu'il est exigé des clients qui reçoivent des services de transport de fournir des services comparables sur leurs installations qu'ils possèdent ou contrôlent.

Au cours des audiences, Énergie NB a proposé des changements à la tarification. Un de ces changements prévoyait une dérogation à l'obligation de réciprocité sous réserve des conditions suivantes:

- que le système de transport appartenant ou contrôlé par le client ou une société affiliée soit exploité en vertu de la décision 889 du FERC et conforme aux Normes de conduite avant le début de la prestation des services au propriétaire du système de transport ou à une société affiliée; et
- que le client du service de transport ou une société affiliée s'était engagé à respecter la mise en oeuvre d'un accès ouvert au tarif de transport compatible avec la décision 888 du FERC et livré à

compter du 1^{er} janvier 2004 aux termes de la politique « OASIS », le système d'information d'accès ouvert en temps réel.

Énergie NB propose que la dérogation soit abrogée le 1^{er} janvier 2004. Le plan actuel d'ouvrir à la concurrence le marché de l'électricité de la Nouvelle-Écosse ne se traduira que par seulement une hausse de 2 % à 3 % de la charge provinciale à la concurrence. Au Nouveau-Brunswick, une part beaucoup plus importante du marché sera ouverte à la libre concurrence, jusqu'à 40 % de la charge totale. La Commission observe que Énergie NB n'a pas demandé, comme condition réciproque, que soit également ouvert à la concurrence le marché des grands consommateurs industriels de la Nouvelle-Écosse.

NS Power donne son appui au principe de la réciprocité. Cependant, il n'y a pas d'accès au marché de la Nouvelle-Écosse qui puisse se comparer à la situation du Nouveau-Brunswick. Il y a un comité qui s'est penché sur la question et qui doit présenter des recommandations pour la restructuration du marché de la Nouvelle-Écosse et on s'attend à ce que la concurrence soit permise pour le marché de gros d'ici 2005. Par conséquent, NS Power a demandé une dérogation à l'exigence de la réciprocité jusqu'à ce que le processus soit terminé. On a également demandé que cette question de réciprocité soit résolue par un organisme indépendant.

La Commission juge acceptable la demande de dérogation quant à la réciprocité mais cette dérogation doit être encadrée par certaines conditions. La Commission juge les conditions proposées par Énergie NB raisonnables et les entérinent toutes.

La Commission ne croit pas que la date limite du 1^{er} janvier 2003 soit raisonnable. La Commission est plutôt d'avis que la date d'expiration de la dérogation devrait plutôt être le 1^{er} janvier 2005.

Les pertes de réseau

Aux termes de la tarification actuelle, les pertes du réseau de transmission sont calculées à partir d'un circuit précis. Énergie NB prévoit l'utilisation pour le mois prochain par circuit, puis calcule les pertes. Quand l'utilisation réelle est différente des prévisions, le montant évalué pour les pertes de transport par circuit diffère des données réelles.

Le requérant déclare que la nouvelle tarification est conçue pour offrir un accès non discriminatoire. Les consommateurs réseau seront traités de la même manière que les clients point à point. L'application de la grille tarifaire propose un pourcentage de perte uniforme pour toutes les transactions sur le réseau de transport. Les pertes réelles de réseau pour 2000-2001 ont été de 3,27 % et Énergie NB propose d'utiliser la valeur de 3,3 % comme pourcentage de perte du réseau dans sa grille tarifaire.

La Northern Maine Independent System Administrator (« Northern Maine ») précise que les compteurs sur ses circuits actuels de service dont elle se sert pour transporter l'énergie à travers son réseau et à l'extérieur de l'État lui permettent d'évaluer ses pertes réelles avec précision. La Northern Maine soutient qu'on devrait tenir compte des pertes réelles.

Emera approuve plutôt le calcul des pertes en ligne sur des circuits précis et fait valoir qu'il est plus facile et plus rentable pour Énergie NB de tenir compte d'un facteur de perte pour l'ensemble de son réseau. Emera

soutient que le coût des pertes devrait être assumé par ceux qui les causent.

Énergie NB a présenté un tableau des pertes d'énergie réelles par circuit. Le tableau montre que les pertes variaient grandement d'un circuit à un autre par rapport à la moyenne que propose Énergie NB. Énergie NB déclare que l'information sur la charge des circuits et les pertes moyennes par ligne de Courtney Bay aux interfaces avec la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard, le Québec et le Maine ne sont pas disponibles. Tous les exploitants de réseau autonome et toutes les charges au Nouveau-Brunswick partagent un réseau commun de distribution.

La Commission est d'avis qu'il est préférable d'utiliser une méthode dite du « timbre poste », qui assurerait un accès non discriminatoire à tous les clients. La Commission accepte par conséquent l'utilisation d'un facteur de perte moyen de réseau de 3,3 % comme étant juste et raisonnable.

L'entente sur les produits et services (Entente)

Une entente datée du 1^{er} mars 2002 entre Énergie NB et la Northern Maine couvre les conditions de service entre les parties. Une condition de l'Entente stipule qu'aucun changement ne peut être effectué aux conditions et aux tarifs jusqu'à ce qu'un organisme de réglementation soit désigné pour superviser la tarification.

L'Entente couvre la plupart des services couverts par la tarification. La Commission est de fait l'organisme de réglementation des tarifs, ce qui répond à la condition quant aux changements à survenir aux tarifs et aux conditions assorties à l'Entente. La Commission est d'avis qu'il est

équitable que la tarification s'applique aux tarifs pour les services fournis aux termes de l'Entente.

Le règlement des différends

La tarification est assortie d'une procédure de règlement des différends qui fournit aux clients un mécanisme de règlement des plaintes contre Transco. JDI s'est fait confirmer par Énergie NB qu'une plainte pouvait également être portée devant la Commission. JDI a demandé que ce recours possible devant la Commission soit maintenu.

JDI a soulevé dans son plaidoyer final la question du coût de l'arbitrage exécutoire. Elle a remis en question le caractère raisonnable du processus qui exige d'un plaignant d'assumer les frais d'examen du processus de règlement d'un différend sans avoir la possibilité de porter plainte directement à la Commission.

La Commission partage l'opinion de JDI et ordonne à Énergie NB de réviser l'article 12.5 du règlement sur la tarification pour stipuler que :

1. Les clients peuvent porter plainte directement à La Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau-Brunswick.
2. Les clients peuvent déposer une plainte à la Commission s'ils ne sont pas satisfaits des résultats du processus de règlement des différends.
3. Une plainte déposée directement à la Commission ne pourra par la suite se retrouver devant le processus de règlement des différends.

4. Les plaintes déposées devant la Commission doivent l'être par écrit et elles doivent contenir les motifs et les preuves à l'appui de la position du plaignant.
5. La Commission peut exiger qu'un plaignant fournisse des garanties ou tout frais raisonnable engagé ou qui pourrait être engagé par la Commission. La Commission pourrait conserver la garantie versée par le plaignant si la plainte n'est pas appuyée par des éléments probants.

L'énergie involontaire

Le requérant déclare que la déviation d'énergie dans le cadre d'activités normales d'un opérateur de système à un autre opérateur de système serait considérée comme une énergie involontaire. Le principe fondamental du remboursement d'une énergie veut que le remboursement soit de même qualité : l'énergie de pointe pour de l'énergie de pointe et l'énergie hors pointe pour l'énergie hors pointe. On confirme que les opérateurs de système d'Énergie NB et de NS Power travaillent à résoudre la question de l'énergie involontaire entre les opérateurs. NS Power est d'accord avec les modifications tarifaires proposées par Énergie NB pour résoudre la question de l'énergie involontaire par le biais d'un comité conjoint de l'exploitation.

Énergie NB est d'accord avec Northern Maine voulant qu'en vertu de l'Entente actuelle, l'énergie involontaire soit établie par période horaire pour faciliter l'exploitation de la Northern Maine Market. Énergie NB a modifié le libellé de sa tarification de façon à permettre la tarification horaire pour le déséquilibre énergétique avec la Northern Maine aux termes de l'Entente.

La Commission est d'accord que les déviations de l'exploitation normale sont vraisemblablement involontaires. La Commission est d'avis qu'il est de la responsabilité des opérateurs du système de déterminer ce qu'ils entendent par énergie involontaire ainsi que la méthode de remboursement de cette forme d'énergie. La Commission croit également que l'ouverture et la transparence du marché seront mieux servis si les flux horaires d'énergie involontaire étaient affichés sur le site Web de Transco pour que le public puisse en prendre connaissance.

Les frais de détournement

Normalement, l'opérateur du système utilisera ou transmettra l'actif énergétique le moins coûteux pour répondre à la demande de la charge. Cependant, il y a des circonstances où cela n'est pas possible et l'actif énergétique est détourné pour des raisons économiques pour composer avec les contraintes du système ou pour palier les défauts du matériel. Par exemple, le détournement peut être nécessaire pour préserver la fiabilité du système. Transco est obligée de détourner sur la base de l'accès la moins discriminatoire entre les ressources du réseau. Tous les frais associés au détournement devront être récupérés chez les abonnés qui utilisent le système au moment où le désordre se produit.

Une condition pour participer un service de réseau intégré repose sur le fait que le client accepte de mettre ses ressources à la disposition d'un éventuel détournement. Quand un client signe une entente de service avec Transco, il doit désigner les ressources et le prix auquel il est disposé à céder ces ressources pour détournement.

JDI remet en question la position d'Énergie NB sur l'utilité pour les clients d'un réseau de fournir des mises à jour ou des changements à leur coût variable à des fins de détournement. Énergie NB propose un mécanisme

confidentiel à l'intérieur d'OASIS qui permettrait aux consommateurs d'actualiser l'établissement des prix. La tarification du détournement est confidentielle entre un client et Transco.

La Commission accepte que la pratique du détournement au moindre coût, sur une base d'accès non discriminatoire et le recours à un mécanisme confidentiel de tarification pour OASIS. La Commission ordonne à Transco de conserver les dossiers sur les frais et les bénéfices associés aux transactions de détournement. Cette information fera l'objet d'une vérification par la Commission pour s'assurer d'un traitement juste et un accès non discriminatoire pour toutes les parties.

L'expansion du réseau

Transco est responsable d'entreprendre des études pour déterminer les besoins d'expansion de son réseau. Elle déterminera le coût de ce développement et les avantages pour le réseau, s'il en est. Un client réclamant un raccord au réseau de distribution d'électricité, qui nécessite une expansion du réseau, peut être tenu d'effectuer un paiement pour aider au financement de la construction s'il est démontré que les bénéfices de l'expansion sont insuffisants pour couvrir le coût du service. Énergie NB est d'avis que le coût d'une expansion pourrait être discuté avec un client quand est requis une contribution financière de la part du futur abonné.

JDI exprime son inquiétude en ce qui a trait à un possible dépassement des coûts pour l'expansion du système, quand un paiement pour financer la construction du réseau est exigé. Énergie NB a recommandé que la première étape devrait être une discussion entre le client et Transco. Si on ne parvient pas à une entente, alors le client peut se prévaloir du

processus de règlement des différends ou s'adresser directement à la Commission.

La Commission cautionne la politique d'expansion du système incluse dans la tarification et la méthode adoptée pour composer avec les possibles dépassements de coûts.

Les normes de conduite

La tarification comprend les Normes de conduite qui imposent des restrictions sur l'échange d'information confidentielle entre l'opérateur d'un système et les participants au marché.

JDI demande si la tarification est conforme aux règles de la FERC et si les Normes de conduite ne devraient pas tenir compte des changements possibles proposés par la FERC.

La Commission remarque qu'on a longuement discuté de la question à savoir si la tarification proposée serait conforme aux futures exigences de la FERC. La Commission considère qu'il est de sa responsabilité d'entériner la tarification applicable sur le territoire du Nouveau-Brunswick. C'est la responsabilité du requérant de veiller à ce que la tarification, qui est valable au Nouveau-Brunswick, lui permettra également de faire de l'exportation sur le marché américain.

La Commission établit des exigences auxquels Transco devra se conformer à la suite de cette décision. Cela étant dit, la Commission considère que les exigences précises contenues dans les Normes de conduite sont raisonnables à ce moment-ci. Par conséquent, la Commission approuve les Normes de conduite telles que proposées.

La modification de la définition du terme « tarification »

Énergie NB a déposé des modifications à certaines sections de la tarification. À l'exception du libellé sur la réciprocité que nous avons abordé précédemment, personne n'a contesté les modifications présentées. La Commission ordonne à Énergie NB de réviser la tarification pour inclure tous les autres changements proposés. La tarification devra également être révisée pour refléter tous les ajustements requis par la décision de la Commission. Énergie NB doit présenter la nouvelle version de la « tarification » à la Commission pour examen.

AUTRES QUESTIONS

L'étalonnage

L'étalonnage est un processus qui permet à un service public d'évaluer son rendement par comparaison à des entreprises similaires. JDI prétend que l'étalonnage constitue une technique de gestion importante qui permet des économies, en particulier quand on tente de mettre en place la Réglementation au rendement (RAR). Bien que personne ne remette en doute le principe de l'étalonnage, Énergie NB soutient qu'il est très difficile de trouver des entreprises qui peuvent servir comme outil de comparaison, compte tenu de la géographie et du climat particuliers du Nouveau-Brunswick. Même si Énergie NB soutient que la Corporation de distribution et de service à la clientèle est une entité gérée de manière efficace, aucune preuve n'a été déposée pour en faire la démonstration.

La Commission est d'avis que l'étalonnage est un outil important dans l'évaluation du rendement et de l'efficacité. La Commission admet que le repérage d'indicateurs appropriés est un processus interactif et qu'il se poursuivra au fil de l'évolution de Transco. La Commission ordonne à Transco de présenter à la Commission une proposition touchant les

indicateurs appropriés et les compagnies semblables qui pourraient servir d'étalon d'ici le 30 juin 2003 afin qu'elle puisse en faire l'examen. La Commission s'attend à rendre sa décision sur la proposition d'ici le 31 juillet 2003. Le premier rapport sur l'étalonnage doit être présenté à la Commission d'ici octobre 2003 et tous les trimestres par la suite.

La qualité du service

Énergie NB a proposé que certaines mesures du rendement soient utilisées pour démontrer que Transco continuera de fournir un service fiable et efficace. La compagnie a recommandé que le rendement soit évalué dans trois secteurs: la fiabilité, la gérance de l'environnement et la sécurité. Les exemples des mesures du rendement sont:

- la durée moyenne des pannes d'électricité;
- le nombre de déversements par année; et
- le nombre de journées perdues en raison d'accidents.

La Commission accepte les mesures et les objectifs proposés et juge qu'il s'agit d'un point de départ raisonnable pour un examen du service fourni par Transco. La Commission pourrait dans l'avenir ajouter des mesures additionnelles du rendement si elle juge qu'elles pourraient fournir de l'information utile.

La Commission requiert que Transco fournisse cette information tous les trimestres ainsi que les explications complètes de tout manquement en regard des objectifs visés et une description des mesures correctives envisagées.

Afin de fournir une base de comparaison, la Commission exigera de Transco qu'elle fournisse des dossiers antérieurs sur ses mesures de

rendement pour elle-même et pour les autres entreprises de transport d'électricité. Le détail de ces informations à fournir sera discuté entre le personnel de Transco et celui de la Commission. Une proposition devrait être présentée à la Commission pour examen au plus tard le 31 octobre 2003.

Les inquiétudes des compagnies d'électricité municipales

Énergie Edmundston, Perth-Andover Electric Light Commission et Saint John Energy sont des compagnies d'électricité qui sont exploitées par les municipalités. Ces trois services municipaux seront appelés globalement ELD.

Ces ELD se sont inquiétées que l'incertitude entourant la restructuration d'Énergie NB rende difficile l'évaluation de l'incidence globale du processus sur la clientèle résidentielle et commerciale de leurs localités. Ils ont demandé à la Commission de faire preuve de jugement pour assortir l'approbation de la grille tarifaire de conditions, notamment une clarification de la nature de ces incidences et de la finalisation des détails de la politique. Les ELD ont également demandé à la Commission de protéger l'intérêt de leur clientèle.

La Commission remarque que le livre blanc déposé par le Gouvernement avait exprimé de semblables inquiétudes. Le livre blanc a énoncé que le passage vers une nouvelle structure du marché devra se faire d'une manière ordonnée et en harmonie avec tous les organismes de réglementation. On a également suggéré de mettre en place des normes de services standard pour tous les clients à des tarifs réglementés et à des conditions conformes avec le service reçu. Le livre blanc a également proposé que la Commission dispose de l'autorité nécessaire pour réviser

les tarifs des entreprises de distribution, que ce soit de sa propre initiative ou à la demande d'un abonné.

Le Bill 30, présentement devant l'Assemblée législative, contient des dispositions prévoyant une offre de service standard que devra offrir Distco. Ces conditions seront stipulées dans un contrat entre Distco et Genco. Le Bill 30 ne précise pas clairement qui établira les tarifs réclamés par Genco. Cependant, il est évident que dans la loi proposée, le législateur n'a pas l'intention d'accorder à la Commission l'autorité d'établir les tarifs pour Genco. En ce qui regarde Distco, le Bill 30 ne permet pas à la Commission ou à un client de demander une révision de tarif. Distco est libre d'établir ses tarifs dans la mesure où la hausse est inférieure à 3% ou qu'elle suit le taux d'inflation. Cette règle est semblable à la législation en vertu de laquelle Énergie NB n'a pas été soumise à un examen public de ses hausses tarifaires depuis 1993.

La Commission est bien disposée à l'endroit des réserves avancées par les ELD mais elle doit rendre sa décision dans le cadre défini par la loi. La Commission croit qu'il est important que le public soit conscient des limites qui lui sont imparties dans l'exercice de son autorité en ce qui touche la tarification.

La Commission juge que les inquiétudes exprimées par les ELD touchant l'absence d'une compréhension véritable de l'incidence de la restructuration peuvent être partagées par d'autres abonnés et on devrait répondre à ces expressions d'inquiétude. La Commission recommande que Énergie NB organise des séances d'information publique pour débattre des divers aspects de la restructuration du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick.

LES EXIGENCES EN MATIÈRE DE RAPPORT

La Commission exigera de Transco qu'elle fournisse à la Commission ou qu'elle garde à la disposition de la Commission pour étude, l'information sur les sujets suivants:

- les résultats financiers
- les coûts et les bénéfices associés aux dispositions sur la gestion axée sur la demande
- les coûts et les bénéfices associés aux transactions touchant tous les détournements
- l'étalonnage
- la qualité du service
- les transactions avec les affiliées

LE RÉSUMÉ DES CONCLUSIONS

Voici une liste des principales décisions rendues en ce qui touche cette demande. Les numéros de page renvoient aux pages du texte où vous pourrez prendre connaissances plus en détail de la décision.

La Réglementation au rendement

La Commission considère que la proposition RAR d'Énergie NB n'est pas appropriée à ce moment-ci. Par conséquent, elle n'a pas retenue un plan RAR pour fixer les tarifs dans sa décision.

L'échelle de tarification

La Commission est d'accord avec l'inscription d'une somme de 327,7 millions \$ à titre d'évaluation raisonnable comme échelle de tarification moyenne pour 2003/2004.

La structure financière

La Commission considère que le pourcentage minimum en capitaux propres devrait être 35 % et, par conséquent, elle donne son aval à la structure financière de 65 % en dettes et 35 % en capitaux propres.

Les frais financiers

La Commission accepte la somme de 138,3 millions \$ calculée comme montant moyen de la part de la dette à long terme pour Transco pour 2003/2004.

Par conséquent, la Commission réduit, aux fins de la réglementation, le coût de la dette à long terme d'un montant de 0,4 millions \$.

La Commission approuve donc un coût total pour la dette à long terme pour 2003/2004 de 14,3 millions \$.

Par conséquent, la Commission réduit le taux d'intérêt sur la nouvelle dette de 5,6 millions \$ à 5,5 millions \$.

La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB d'un intérêt sur la dette à court terme de 0,5 millions \$.

La Commission accepte l'évaluation d'Énergie NB de 1,4 millions \$ à titre de AFUDC.

La Commission approuve les frais financiers de 18,9 millions \$ pour 2003/2004, inférieurs de 0,5 million \$ au montant réclamé par Énergie NB.

Le rendement des capitaux propres

La Commission établit le taux de rendement sur les capitaux propres pour 2003/2004 à 9,5 %.

La Commission permettra à Transco d'obtenir un rendement sur les capitaux propres d'un maximum de 10,5 %.

La Commission ne s'attend pas à ce que Transco présente une demande d'augmentation de tarifs en 2003/2004 à moins que le rendement sur les capitaux propres chute en deçà de 8,5 %.

Les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration (OM&A)

La Commission est d'avis que les prévisions pour l'exercice 2003/2004 ont été correctement évaluées et qu'elles fournissent la meilleure information possible permettant d'établir la tarification. La Commission utilisera donc l'exercice 2003/2004 comme année d'essai pour établir les tarifs dans sa décision.

Par conséquent, la Commission exigera la création d'un Code de conduite entre sociétés affiliées.

La Commission juge raisonnable le montant proposé par Énergie NB et accepte donc le budget de 37,6 millions \$ en guise de dépenses OM&A pour l'exercice 2003/2004.

La Commission exigera donc des rapports mensuels de la part de Transco qui devra fournir des détails sur les résultats financiers réels et une explication de toute variation importante. Les rapports devront être produits dans les 15 jours suivant la fin du mois.

Paiement tenant lieu d'impôts

La Commission a calculé qu'une somme de 8,5 millions \$ en guise de paiement en lieu d'impôts, ce qui représente une réduction de 1,3 million \$ par rapport au montant proposé par Énergie NB.

L'amortissement

La Commission considère que le montant proposé par Énergie NB raisonnable et, par conséquent, accepte le montant de 18,4 millions \$ comme dépense d'amortissement pour 2003/2004.

Conclusions - Les exigences en matière de tarif de transport

La Commission approuve les exigences en matière de tarif de transport de 94,3 millions \$, qui sont de 4,1 millions \$ inférieurs à la somme originale réclamée par Énergie NB, une baisse de 4,2 %.

Par conséquent, il est ordonné à Énergie NB de réduire les tarifs de tous les services, sauf les services auxiliaires, de 4,2 % et de présenter les nouveaux tarifs à la Commission pour qu'elle les approuve.

La Commission ordonne à Transco de fournir à la Commission pour son examen toute proposition de changement à ses pratiques comptables actuelles qui pourraient avoir une incidence financière importante.

La Commission ordonne à son personnel d'entreprendre des discussions avec le personnel de Transco et des autres parties intéressées afin de définir les exigences minimales en ce qui touche la présentation de documents pour l'utilisation de Transco lors de futures requêtes de hausse tarifaire.

Les services ancillaires

La Commission encourage le Gouvernement à veiller à ce que les tarifs exigés à Transco par Genco soient justes et fondés sur des coûts engagés avec prudence. Si ces frais sont équitables, alors nous pourrions parler de règles de jeu équitables pour tous les partenaires et une véritable concurrence possible dans le domaine de la production d'électricité.

La meilleure évaluation du coût de Transco pour les services ancillaires de gestion axée sur la demande en 2003/2004 est de 38,7 millions \$ et la Commission permettra à Transco d'imposer des tarifs correspondant aux services de gestion axée sur la demande pour récupérer cette somme en 2003/2004.

Les tarifs proposés par Transco s'établissent à 38,7 millions \$ approuvés par la Commission et sont donc acceptés tels que proposés.

Quoi qu'il en soit, la Commission considère la possibilité d'une hausse tarifaire faramineuse comme étant sérieuse et ordonne par conséquent à Transco d'entreprendre des discussions avec les exploitants de réseau autonome d'électricité pour déterminer si une proposition satisfaisant les deux parties pourrait être présentée à la Commission pour examen.

La Commission approuve donc la méthodologie du déséquilibre énergétique, les largeurs de bande de déviation et la tarification du déséquilibre énergétique tel que proposé par Énergie NB.

La Commission est d'avis que Transco devrait réviser ses pratiques touchant l'énergie éolienne et l'énergie renouvelable et présenter des recommandations de modification tarifaire qu'elle jugerait convenable.

L'enjeu des tarifs

La Commission est d'avis qu'une période d'appel d'offres devrait être tenue pour toute la capacité de transport qui n'est pas assujettie à un contrat ferme entre une partie non affiliée à Énergie NB.

La Commission est plutôt d'avis que la date d'expiration de la dérogation devrait plutôt être le 1er janvier 2005.

La Commission accepte par conséquent l'utilisation d'un facteur de perte moyen de réseau de 3,3 % comme étant juste et raisonnable.

La Commission est d'avis qu'il est de la responsabilité des opérateurs du système de déterminer ce qu'ils entendent par énergie involontaire ainsi que la méthode de remboursement de cette forme d'énergie.

La Commission accepte que la pratique du détournement au moindre coût, sur une base d'accès non discriminatoire et le recours à un mécanisme confidentiel de tarification pour OASIS. La Commission ordonne à Transco de conserver les dossiers sur les frais et les bénéfices associés aux transactions de détournement.

La Commission cautionne la politique d'expansion du système incluse dans la tarification et la méthode adoptée pour composer avec les possibles dépassements de coûts.

Par conséquent, la Commission approuve les Normes de conduite telles que proposées.

Autres questions

La Commission ordonne à Transco de présenter à la Commission une proposition touchant les indicateurs appropriés et les compagnies semblables qui pourraient servir d'étalon d'ici le 30 juin 2003 afin qu'elle puisse en faire l'examen.

La Commission accepte les mesures et les objectifs proposés et juge qu'il s'agit d'un point de départ raisonnable pour un examen du service fourni par Transco.

La Commission recommande que Énergie NB organise des séances d'information publique pour débattre des divers aspects de la restructuration du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick.