



DÉCISION

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande relative à une audience pour étudier
**la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de
distribution et service à la clientèle Énergie NB**

Le 19 juin 2006

**COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC
DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

1. PARTICIPANTS	3
2. INTRODUCTION	7
Général :	7
Restructuration :	11
3. SOMMAIRE DES QUESTIONS	16
4. BESOIN EN REVENUS ET TAUX POUR 2006/07.....	30
But de l'audience :	30
Taux d'utilisation des poteaux par une tierce partie :	31
Dépenses inhérentes à l'achat d'énergie :	33
Dépenses de transmission :	33
Dépenses liées aux opérations, à l'entretien et à l'administration :	34
(i) Montant pour 2006/07.....	34
(ii) Efficacité énergétique et Gestion axée sur la demande.....	34
(iii) Programmes d'assistance à la clientèle.....	36
(iv) Pratiques de crédit à l'utilisateur et de recouvrement.....	37
(v) Système universel de comptabilité.....	39
(vi) Critères de justification des capitaux	40
Amortissement de l'exercice :	41
Impôt, excluant les paiements en remplacement d'impôts :	41
Intérêt débiteur :	41
Paiements en remplacement d'impôts :	43
Bénéfice net :	47
Besoin en revenus :	50
Ratios revenu-coûts :	51
Conception tarifaire	Error! Bookmark not defined.
Introduction :	54
Taux résidentiels	Error! Bookmark not defined.
Taux actuel.....	Error! Bookmark not defined.
Taux autorisé.....	58
Motifs.....	Error! Bookmark not defined.
Frais de service	60
Taille de la première tranche d'énergie	Error! Bookmark not defined.
Prix de la première et de la dernière tranche....	Error! Bookmark not defined.
Taux des catégories Usage général I et Usage général II :	67
Catégorie des petites industries :	68
Catégorie des grandes industries :	68
Ajustement pour l'apport des coûts fixes à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible	69
Catégorie des ventes en gros :	70
Obligations des clients d'électricité en surplus/interruptible :	71
Location des chauffe-eau :	71
Taux d'éclairage non mesuré :	72
Frais de raccordement :	72
Date d'entrée en vigueur :	72
Questions de répartition des coûts :	72
5. COMMENTAIRES / RECOMMANDATIONS:	74

Coûts de l'audience :.....	74
Résultats d'exploitation d'Énergie NB de1994 à 2005 :	77
Examen des politiques et de la législation	Error! Bookmark not defined.
L'état du « marché » de l'électricité	80
Application du principe de règles du jeu équitables	83
Ententes d'achat d'énergie électrique et contrats avec les producteurs autonomes....	85
Introduction.....	85
Contrats avec les producteurs autonomes	87
Ventes à l'exportation	Error! Bookmark not defined.
Assurance.....	91
Coûts associés aux améliorations environnementales	91
L'entente à façon avec Coleson Cove Corporation	92
Ajustement du coût thermique	92
Efficacité de l'appareil.....	94
Entente de transmission avec Production Énergie NB	95
Allocation d'énergie et allocation de surplus.....	95
Amélioration du facteur de charge.....	98
Ajustement des bénéfices d'achat pour les tierces parties	99
Faiblesse des ententes d'achat d'énergie de Pointe Lepreau	100
Paiement de capacité.....	Error! Bookmark not defined.
Questions légales et législatives :	102
Introduction :.....	102
Article 156:	103
Frais de sortie :.....	105
Articles 98 et 99 :	107
Ajustement d'électricité :.....	107
Dépenses en capital :.....	113
Modifications législatives recommandées :	114

DANS L’AFFAIRE D’UNE demande en date du 21 mars 2005 relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB.

1. PARTICIPANTS

Commission :

David C. Nicholson, président
David S. Nelson, vice-président
C. Randall Bell, commissaire
Patricia LeBlanc-Bird, commissaire
Jacques A. Dumont, commissaire
Kenneth F. Sollows, commissaire
Diana Ferguson Sonier, commissaire
H. Brian Tingley, commissaire

Personnel de la Commission :

Lorraine R. Légère, secrétaire de la
Commission
M. Douglas Goss, conseiller principal
John Lawton, conseiller

Consultants de la Commission :

Peter A. MacNutt, c.r., conseiller juridique
de la Commission
James Easson, C.A., consultant
Andrew Logan, C.A., consultant
John Murphy, consultant
Arthur W. Adelberg, témoin
Steven S. Garwood, témoin

Partie demanderesse :

Corporation de distribution et
service à la clientèle Énergie NB

Sharon MacFarlane, C.A.
Rock Marois
Lori Clark

Blair Kennedy
Neil Larlee
Tony O'Hara
David Hashey, c.r., conseiller juridique
Terry Morrison, conseiller juridique
Peter Ruby, conseiller juridique
Clare Roughneen, conseiller juridique
Kathleen McShane, consultante
Daniel Peaco, consultant
Dr Malcolm Bridger, consultant
Malcolm R. Ketchum, consultant

Intervenants formels :

Bayside Power L.P.	Christopher Stewart, conseiller juridique
Canadian Broadcasting Corporation et le Telegraph Journal	David Coles, c.r., conseiller juridique
Conseil de la conservation du Nouveau- Brunswick	David Coon
Eastern Wind Power Inc.	Paul Woodhouse Peter MacPhail, conseiller juridique
Enbridge Gas Nouveau-Brunswick Inc.	Andrew Harrington Shelley Black Ruth York David MacDougall, conseiller juridique Dr Alan Rosenberg, consultant
Energy Probe Research Foundation	Rodney J. Gillis, c.r.

Irving Paper Limited	William Dever Andrew Booker
Irving Pulp & Paper Limited	Kevin McCarthy Mark Mosher
J.D. Irving Limited	Wayne Wolfe Thomas Storing
Jolly Farmer Products	Jonathan English
Manufacturiers et Exportateurs du Canada	David Plante Gary Lawson, conseiller juridique
New Brunswick Municipal Electric Utility Association	Richard Burpee, Saint John Energy Eric Marr, Saint John Energy Dana Young, Saint John Energy Charles Martin, Énergie Edmundston Dan Dionne, Perth-Andover Electric Light Raymond Gorman, c.r., conseiller juridique Paula Zarnett, consultante
Parties intéressées	Jan Rowinski Eric Allaby Chris Baker Erik Denis Shawn Graham Stuart Jamieson Roly MacIntyre

Rogers Cable Communications Inc.

Christianne Vaillancourt
Leslie Milton, conseiller juridique
John Armstrong
Clinton Lawrence
Donald Ford, consultant
Dr Roger Ware, consultant

Vibrant Communities Saint John

Tom Gribbons
Kurt Peacock

Intervenants publics :

Peter Hyslop
Carolanne Power
Robert O'Rourke, consultant
Robert D. Knecht, consultant
Donald Barnett, consultant
Dr Kurt Strunk, consultant
Dr Jeff Makholm, consultant

Intervenants informels :

Association des producteurs agricoles du Nouveau-Brunswick
Atlantic Centre for Energy
Conseil canadien des distributeurs en alimentation
Ville de Miramichi
Falconbridge Limited
Flakeboard Company Limited
Corporation de production Énergie NB
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
Potash Company of Saskatchewan
Terry Thomas Consulting
UPM-Kymmene Miramichi Inc.

2. INTRODUCTION

Général :

La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB a introduit une requête auprès de la Commission des entreprises de service public (la Commission), le 21 mars 2005, pour obtenir une audience afin d'étudier la modification de ses frais, de ses taux et de ses droits. L'article 101 de la *Loi sur l'électricité* (la *Loi*) stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit demander l'approbation de la Commission pour modifier ses frais, des taux et ses droits lorsque de telles modifications excèdent le montant autorisé par l'article 99 de la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé que la Commission entende sa requête en deux temps, soit :

Premier temps : Que la Commission rende une ordonnance qui lui permettrait de recouvrer, à une date ultérieure et de manière déterminée par la Commission, le montant excédentaire des coûts de carburant, inclus dans les coûts inhérents à l'achat d'énergie depuis le 1^{er} avril 2005, par le biais de ses frais, de ses taux et de ses droits, tels que déposés actuellement. De plus, la Corporation a demandé l'autorisation de mettre en place un supplément carburant variable.

Deuxième temps : Que la Commission approuve les propositions portant sur les besoins en revenus, la répartition des coûts et la concordance des taux ainsi que les taux, les frais et les droits proposés dans la requête.

La conférence préparatoire à l'audience a débuté le 17 mai 2005. La Commission a accordé le statut d'intervenant à diverses parties. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé à la Commission de statuer sur sa proposition d'entendre la requête en deux temps et sur la procédure de l'audience avant d'établir l'horaire de l'audience.

Diverses parties ont présenté leur argument au sujet de la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant (compte différé) et un supplément carburant variable. Les intervenants avaient reçu instruction de présenter leur communication écrite avant le 24 mai 2005 et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait soumettre sa réplique avant le 26 mai 2005. La Commission a également entendu les plaidoyers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de New Brunswick Municipal Electrical Utility Association (les entreprises municipales) et de Rogers Cable Communications Inc. (Rogers) sur le pouvoir de la Commission de fixer les frais d'utilisation des poteaux par une tierce partie.

La conférence préparatoire à l'audience a repris le 30 mai 2005 et la Commission a rejeté la demande d'approbation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant. Un tel compte aurait permis à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de recouvrer la différence entre ses coûts de carburant actuels et le montant prévu pour les coûts de carburant au taux actuel, avant la date d'entrée en vigueur de la décision de la Commission sur cette requête. La Commission a statué que le fait d'approuver l'utilisation d'un compte d'écart aurait pour conséquence, en réalité, d'autoriser une augmentation tarifaire intérimaire et que la *Loi* ne lui en donnait pas le pouvoir. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé un ajournement et l'audience a été remise au 8 juin 2005. Une copie de la décision est incluse à l'annexe A.

Le 6 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB informait la Commission par écrit qu'elle augmenterait les taux de 3 pour cent à partir du 7 juillet 2005, en vertu de l'article 99 de la *Loi*. Cette augmentation remplaçait la demande d'autorisation de modification tarifaire pour l'exercice 2005/06 de Distribution et Service à la clientèle

Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également informé la Commission de son intention d'amender sa requête pour demander une modification de ses frais, de ses taux et de ses droits pour l'exercice 2006/07.

Le 17 avril 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé sa preuve auprès de la Commission sur la répartition des coûts et la conception tarifaire, conformément à l'étape deux. La répartition des coûts et la conception tarifaire est le processus de répartition des coûts d'un service public entre les catégories d'utilisateurs et l'utilisation de ces coûts dans la conception tarifaire. L'horaire a permis de tenir trois rondes d'interrogatoire des intervenants et d'obtenir les réactions de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La preuve des intervenants a été déposée le 6 septembre 2005 et l'horaire a permis de tenir une ronde d'interrogatoires et de réactions sur cette preuve.

La conférence préparatoire à l'audience s'est déroulée pendant 10 jours, du 17 mai au 19 septembre, et elle a permis à la Commission d'entendre l'argumentation sur le compte d'écart sur le carburant, sur la confidentialité et sur l'accès à la salle d'audience par les médias. La Commission a rendu une décision le 17 juillet 2005 sur l'accès des médias et sur la confidentialité de l'information, conformément à l'article 133 de la *Loi*. Une copie de la décision est incluse à l'annexe B. L'étape portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire a débuté le 26 septembre 2005.

La Commission a jugé approprié de réviser la prévision de la charge présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'exercice de référence 2006/07 au cours de l'étape portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire. Cette révision s'est tenue le 21 novembre 2005. La Commission a fait connaître sa décision sur la répartition des coûts et la conception tarifaire ainsi que sur la prévision de la charge 2006/07 le 21 décembre 2005. Une copie de cette décision se trouve à l'annexe D.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé sa preuve sur le besoin en revenus le 10 octobre 2005 et elle a déposé son étude révisée sur la répartition des coûts

selon la catégorie ainsi que sa proposition tarifaire pour 2006/07 le 24 janvier 2006. Une étude sur la répartition des coûts selon la catégorie détermine la répartition des coûts d'un service public parmi les catégories de clients. Les parties ont mené des interrogatoires et ont livré leurs réactions et des jours additionnels pour l'audition des requêtes ont été réservés pour entendre l'argumentation sur la confidentialité des réponses à l'interrogatoire, sur l'applicabilité des réponses à l'interrogatoire et sur diverses questions relatives à la preuve proposée par l'intervenant public. L'intervenant public a déposé sa preuve le 30 janvier et le 17 février 2006.

L'étape portant sur le besoin en revenus a débuté le 6 février 2006. La Commission a tenu une « journée publique » le 3 mars 2006 afin de permettre au public et aux intervenants informels d'effectuer leur présentation orale. Les présentateurs ont traité d'un certain nombre de sujets, incluant les questions suivantes :

1. Le fardeau financier des coûts de l'électricité sur les familles et les entreprises
2. L'absence d'un marché concurrentiel de l'électricité
3. L'appui et le besoin d'une réglementation accrue exercée par la Commission
4. L'appui à un supplément carburant
5. Que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB continuent leur progrès dans le but de réduire les coûts d'exploitation
6. Le taux de rendement ne devrait pas être garanti
7. Le fait qu'Énergie NB ait omis de réduire le trop-payé de certaines catégories d'usagers depuis 1988/89.

Les présentations ont permis d'obtenir un aperçu intéressant des effets produits par les coûts de l'électricité sur les gens et les entreprises du Nouveau-Brunswick. La Commission désire remercier toutes les parties qui ont effectué des présentations. Nous incluons ci-dessous une liste des présentateurs.

Daniel Laberge

Stéphane Robichaud

Bowater Maritimes

Fédération canadienne de l'entreprise
indépendante

Mark Arsenault	Association des produits forestiers du NB
Ted Shannon	Falconbridge
Alex Arsenault	À titre personnel
Allan Walker	McCains Canada
Allison Brewer	Nouveau parti démocratique du Nouveau-Brunswick
Ashley London	Conseil du crédit du Canada
Christina Payne	À titre personnel
Charles Collins	À titre personnel
Gary Dewitt	UPM-Kymmene Miramichi
John McKay	Ville de Miramichi
Lois Dunfield	Front commun pour la justice sociale
Brenda Dunn	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
Nasir El-Jabi	Université de Moncton
Ellen Creighton	Alliance étudiante du Nouveau-Brunswick
Stan Smith	Ville de St. George
Barry Gallant	Flakeboard
Wendy Osborne	Chambre de commerce du Nouveau-Brunswick
Scott Donnelly	New Brunswick Natural Gas Association
Werner Bock	À titre personnel

Restructuration :

Conformément aux dispositions de la *Loi*, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a effectué une demande de prorogation en vertu de la *Loi sur les corporations commerciales* sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie NB (Holdco).

Par la suite, Holdco a créé les filiales d'exploitation suivantes :

Énergie nucléaire NB

Production Énergie NB

Transport Énergie NB

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

De plus, Production Énergie NB détient deux filiales à cent pour cent, Énergie NB Coleson Cove (COLESONCO) et NB Coal Limited (NB Coal). Mme MacFarlane a décrit les objectifs principaux de la restructuration comme étant :

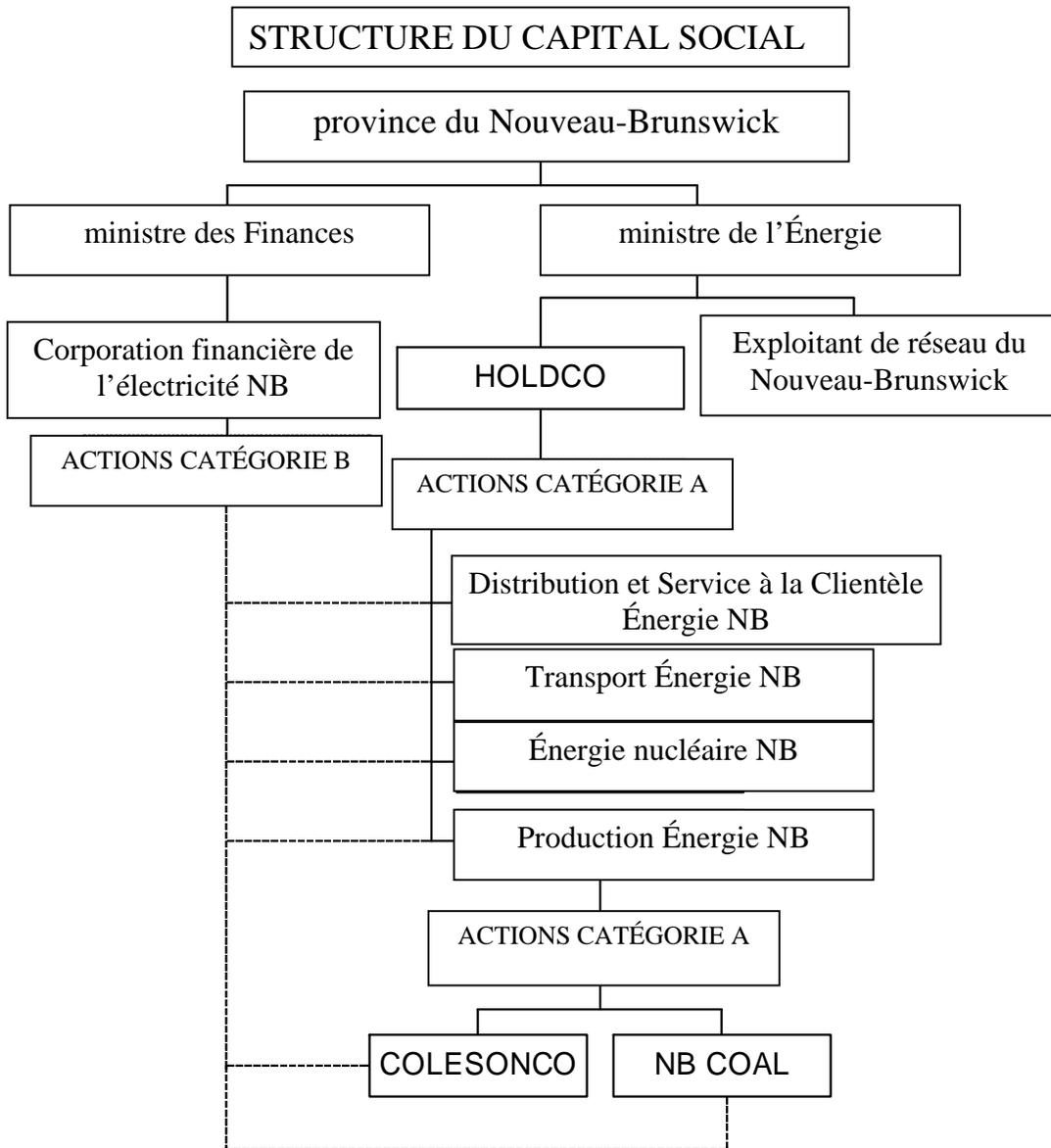
1. Structurer le service public pour lui permettre d'opérer avec des règles du jeu équitables afin de faciliter une transition gérée vers un marché concurrentiel pour l'énergie au Nouveau-Brunswick, et
2. Distribuer le risque associé aux entreprises d'alimentation électrique entre l'actionnaire et le contribuable de façon à refléter les pratiques de l'industrie commerciale.

La *Loi* a également créé deux autres filiales pour faciliter l'atteinte de ses objectifs ;

La Corporation financière de l'électricité du NB

Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB)

La province du Nouveau-Brunswick est la seule actionnaire de Holdco qui détient, à son tour, les actions avec droit de vote pour la catégorie A d'Énergie nucléaire NB, de Production Énergie NB, de Transport Énergie NB et de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, alors que la Corporation financière de l'électricité du NB détient les actions sans droit de vote pour la catégorie B de ces corporations. Cette structure a pour effet de permettre à Holdco de contrôler les quatre corporations d'exploitation et d'être, à son tour, contrôlée par la province par l'entremise du ministre de l'Énergie.



Tout au long de l'audience, les parties ont indiqué que, malgré la restructuration d'Énergie NB, la compagnie opérait encore comme un service public entièrement unifié et qu'un marché concurrentiel d'électricité demeurerait inexistant au Nouveau-Brunswick. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a commenté :

[TRADUCTION] « *Nous alléguons qu'en dépit du fait que M. Knecht et le Dr Rosenberg perçoivent Énergie NB comme un service public à intégration verticale, du point de vue du droit, il n'en est rien. Conformément aux articles 3 et 4 de la Loi sur l'électricité, Énergie NB est passée d'un service public à intégration verticale à une société de portefeuille et quatre entités sociales distinctes.*

Ces structures ont été créées par la Loi sur l'électricité mais, comme toute autre société par actions du Nouveau-Brunswick, elles sont régies par la Loi sur les corporations commerciales et ont la capacité, les pouvoirs et les privilèges d'une personne réelle. De plus, la Commission des entreprises de service public reconnaît qu'elle ne réglemente ni Production Énergie NB ni Énergie nucléaire NB. » (transcription, p. 2 328)

Le témoin pour Enbridge Gas Nouveau-Brunswick Inc., le Dr Rosenberg, a formulé le commentaire suivant :

[TRADUCTION] «... *Énergie NB est un service public dégroupé de nom seulement. En d'autres mots, cette compagnie ressemble à un service public à intégration verticale. Vous savez, ça ressemble à un canard, ça marche comme un canard, ça cancanne, je crois qu'à toutes fins pratiques il s'agit d'un service public à intégration verticale en dépit de la restructuration. Au moins au moment présent. » (transcription, p. 1 498)*

M. Knecht, témoin de l'intervenant public, a soutenu dans son témoignage :

[TRADUCTION] « À ce moment, j'interprète la restructuration d'Énergie NB comme étant partielle. Bien que la compagnie ait été dégroupée sur le plan structurel, la planification de la production continue d'être effectuée de façon intégrée, la concurrence est inexistante et les ententes d'achat d'énergie ne constituent pas des opérations sans lien de dépendance. » (Pièce PI-2, p. 12)

M. Booker, représentant JD Irving, a indiqué dans ses conclusions finales :

[TRADUCTION] « Un thème commun tout au long de l'audience a été la façon dont la structure des groupes d'entreprises d'Énergie NB a été développée en réaction à la Loi sur l'électricité. Nous partageons la frustration d'un bon nombre de personnes dans la salle quant à l'incapacité de reconnaître ce que nous concevons comme étant la majorité des éléments de coûts qui entraînent l'augmentation proposée. Dès le début, JDI a appuyé un marché concurrentiel de l'électricité. Nous avons participé activement au Comité de conception du marché de l'électricité et nous continuons de participer au Comité consultatif du marché de l'électricité.

Énergie NB a été structurée afin de pouvoir concurrencer dans un marché ouvert et ce marché n'a clairement pas été développé. À l'origine, le marché d'électricité du Nouveau-Brunswick devait se développer au point où les clients désirant un approvisionnement en électricité pourraient conclure une entente avec un des distributeurs. Ces distributeurs, en retour, s'approvisionneraient en électricité à partir des nombreuses compagnies de production. »

[...] « Aujourd'hui, toutefois, nous nous trouvons en fait devant une situation où une seule compagnie contrôle en réalité la presque totalité des avoirs de production et où un seul distributeur achète la presque totalité de cette électricité pour la vendre aux clients admissibles. Par conséquent, bien qu'un marché

concurrentiel puisse exister en théorie au Nouveau-Brunswick, la réalité est bien différente. Ce qui en découle, c'est une situation extraordinaire où des ententes d'achat d'énergie sont utilisées pour favoriser un flux des coûts par le truchement d'un service public essentiellement à intégration verticale. En raison de ces inquiétudes, nous recommandons que la Commission suggère des modifications à la Loi sur l'électricité pour permettre au marché d'être restructuré et obtenir la pleine communication de l'information jusqu'à une ouverture réelle du marché. »
(transcription, p. 6 057-9)

M. Walker, représentant McCains Canada, a commenté :

[TRADUCTION] « *nous demandons avec insistance qu'en l'absence d'une réelle concurrence dans le secteur de la production, ils soient assujettis à un contrôle que la Commission des entreprises de service public n'est actuellement pas en mesure d'exercer. »* (transcription, p. 5 227)

3. SOMMAIRE DES QUESTIONS

La Commission juge que tous les usagers devraient assumer une portion des coûts communs engendrés pour assurer le service. Toutefois, la Commission rejette les propositions tarifaires particulières présentées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers en raison de la nature des données sous-jacentes. Après avoir effectué l'analyse des preuves présentées et des décisions d'autres compétences, la Commission est d'avis qu'un taux annuel de 18 \$ par poteau pour l'année 2006/07 est approprié. (p.32)

La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer une étude de ses poteaux, de son équipement et des coûts connexes, qui sera utilisée lors d'audiences futures pour réviser les taux d'utilisation des poteaux. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne de consulter le personnel de la

Commission, Rogers et les entreprises municipales pour déterminer l'étendue de l'étude.
(p.32)

Pour les besoins de cette audience, l'article 156 de la *Loi* oblige la Commission d'accepter toute dépense inhérente aux ententes d'achat d'énergie et nécessaire pour assurer le service. Par conséquent, la Commission doit accepter les dépenses de 1,028 milliards \$ en achat d'électricité pour l'année 2006/07. (p.33)

La Commission apprécie et partage les inquiétudes de M. Hyslop quant au contrôle des dépenses liées aux exploitations, à l'entretien et à l'administration (EEA). Toutefois, aucune preuve précise n'a été présentée pour appuyer la réduction proposée par M. Hyslop. La Commission s'attend que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB identifie des façons de réduire les dépenses EEA. La Commission accepte, pour 2006/07, des dépenses EEA de 98,9 millions \$. (p.34)

La Commission considère que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit mener des études plus poussées sur l'efficacité énergétique et la gestion axée sur la demande (GAD). La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer une étude de l'efficacité énergétique des services publics canadiens et des programmes GAD incluant les méthodes d'évaluation utilisées pour déterminer les coûts-avantages. Cette étude doit être déposée à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision. (p.35-36)

La Commission est d'avis que la question de la mise sur pied d'un fonds d'arriérés mériterait d'être discutée lors de l'audience portant sur les politiques du service à la clientèle. (p.36)

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne d'entreprendre une enquête sur les pratiques actuelles du service public portant sur le crédit à l'utilisateur et le recouvrement. (p.38)

La Commission demandera à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mettre sur pied un système universel de comptabilité. (p.39)

La Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB élabore un manuel détaillé des critères de justification des capitaux et que ce document soit déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision. (p.40)

La Commission apprécie l'intention de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de compléter une étude sur ses pratiques d'amortissement et ordonne le dépôt de cette étude à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

(p.41)

La Commission est d'avis que la réponse de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à la mesure législative est insatisfaisante et la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de formuler une stratégie qui utiliserait tous les aspects des lois pertinentes de l'impôt sur le revenu afin de minimiser les paiements en remplacement d'impôts. (p.45)

La Commission ne juge pas approprié d'utiliser la méthode des avoirs réalisés pour établir le bénéfice net prévu de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07. La Commission considère que l'utilisation de la méthode de couverture de l'intérêt est plus appropriée. (p.47)

Le bénéfice net de 14,4 millions \$ proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB requiert des recettes avant les intérêts débiteurs de 62,6 millions \$. Ce niveau de revenu, de concert avec le bénéfice net prévu de 39,4 millions \$ produit une couverture de l'intérêt de 1,59x. La Commission considère cette couverture excessive et réduira le besoin en revenu tel qu'expliqué plus loin dans cette décision. (p.47)

Nous croyons qu'en fixant les taux à un niveau permettant au service public, avec le temps, d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25x, nous lui donnerons éventuellement la possibilité d'augmenter le capital sans garantie gouvernementale. (p.48)

Le principe d'équité nous donne à penser que la cible pour chaque catégorie d'utilisateur devrait être un ratio revenu-coûts de 1:1. En d'autres mots, les recettes de chaque catégorie devraient équivaloir aux coûts permettant de fournir le service à cette catégorie. (p.48)

La Commission a préparé le tableau A pour illustrer les changements nécessaires aux revenus afin d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25 et un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie. (p.48)

Le tableau A montre que l'augmentation requise des recettes serait de 87,7 millions \$ pour la catégorie résidentielle et de 56,7 millions \$ pour la catégorie des grandes industries. La Commission est d'avis qu'une augmentation de cette ampleur en une année est trop draconienne. (p.49)

La Commission se sent obligée de rompre avec les pratiques normales de réglementation pour fixer des taux qui ne reviendraient pas à un ratio de couverture des intérêts recommandé de 1,25x ou qui ne viseraient pas un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie d'utilisateurs. (p.50)

La Commission considère qu'il est approprié de viser un ratio de couverture des intérêts de 1,10 pour 2006/07. (p.50)

Le besoin en recettes globales pour 2006/07 autorisé par la Commission est de 1,2887 milliards \$. Ceci représente une augmentation du besoin en recettes globales de 8,8 % par rapport aux recettes prévues selon les taux en vigueur. Le besoin en revenu des principales catégories de clients représente une augmentation de 9,6 % des recettes prévues selon les taux en vigueur. (p.50)

La Commission juge appropriée que chaque catégorie bénéficie d'un ratio revenu-coûts d'au moins 0,95 pour l'année 2006/07. (p.51)

La Commission est d'avis qu'il est également important de diminuer les ratios revenu-coûts pour les catégories ayant des ratios s'élevant de manière significative au-delà de 1,05. (p.51)

La catégorie Usage général II est la catégorie possédant un ratio revenu-coûts plus élevé que 1,05 et qui ne bénéficiera pas d'une diminution tarifaire. Cette catégorie subira une légère augmentation de 5,38 %, ce qui aura pour effet de porter ses taux dans le prolongement de ceux de la catégorie Usage général I. (p.51)

Nous suggérons que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présente une demande d'autorisation des nouveaux taux au début de l'automne pour l'année 2007\08. Si le gouvernement accepte les recommandations de la Commission portant sur les amendements à la loi et présentées ailleurs dans cette décision, la procédure pourrait être abrégée. Cette audience abrégée permettrait à la Commission de rapprocher toutes les catégories de l'unité. Si les changements législatifs recommandés sont acceptés, alors l'audience tarifaire 2008/09 pourrait débuter au cours de l'hiver 2007 et permettre une révision de tous les coûts du service public, incluant ceux de Production Énergie NB et des ententes d'achat d'énergie. À ce moment-là, la Commission rapprocherait en priorité vers l'unité les catégories dont le ratio revenu-coûts s'élève au-delà de 1:05 (p.53)

Le processus de conception tarifaire suppose la sélection d'une structure du taux de base et des valeurs de paramètres et de prix utilisées dans cette structure. (p.54)

La Commission accepte qu'un taux fixe et des frais de service appropriés permettent de mieux rencontrer les objectifs de conception visant à réduire les subsides intra-catégories et à fournir une meilleure information sur les coûts différentiels aux clients. (p.57)

Par conséquent, la Commission autorise un taux résidentiel pour lequel : (p.57-58)

1. Les frais de service demeurent à 17,74 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels urbains, et à 19,44 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels ruraux et saisonniers ;
2. La taille de la première tranche d'énergie est établie à 1000 KWh par période de facturation ;
3. Le prix de la 1^{ère} tranche est établi à 9,2 ¢ le KWh ; et
4. Le reste ou le prix de la dernière tranche est établi à 8,6 ¢ le KWh.

De l'avis unanime, les deux catégories Usage général I et Usage général II devraient se fusionner avec le temps. La Commission continue de croire qu'il est approprié, à ce moment-ci, de conserver deux catégories séparées d'usage général. La Commission autorise les structures tarifaires suivantes pour les catégories d'usage général. (p.66-67)

Usage général I

Usage général II

Frais de service 20 \$

20 \$

Frais de puissance

1^{er} 20 KW aucun frais

aucun frais

Reste 8,78 \$/KW

Le prix moins élevé entre 5,15 \$/KW
ou 0,02575 \$/KWh

Frais d'électricité

1^{er} 5000 KWh 0,0825 \$/KWh

0,0900 \$/KWh

Reste 0,0725 \$/KWh

0,0825 \$/KWh

Catégorie des petites industries : La Commission autorise les taux suivants (p.67)

Frais de puissance : tous les kW 5,49 \$/KW

Frais d'électricité :

1^{er} 100 KWh/KW 0,1059 \$/KWh

Reste KWh 0,0498 \$/KWh

Taux des grandes industries :

Le besoin en revenus autorisé par la Commission pour la catégorie des grandes industries en 2006/07 représente une augmentation de 15,36 % par rapport aux taux existants, sous réserve d'un ajustement pour l'apport de capitaux à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible. (p.67-68)

Taux de ventes en gros :

Le besoin en revenus autorisé par la Commission dans la catégorie de ventes en gros pour 2006/07 représente une augmentation de 5,69 % par rapport aux taux existants, sous réserve d'un ajustement pour l'apport de capitaux à partir des ventes d'électricité en surplus/interruptible. (p.69)

Location des chauffe-eau :

Le besoin en revenus pour la location de chauffe-eau, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 16,66 % des recettes qui seraient perçues avec les taux existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire ses taux de location de chauffe-eau de 16,66 %. (p.70-71)

Éclairage des rues et éclairage non mesuré :

Le besoin en revenus pour l'éclairage des rues et l'éclairage non mesuré, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 10,05 % des recettes qui

seraient perçues avec les taux existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire les taux de ces services de 10,05 %. (p.71)

Frais de raccordement :

La Commission autorise les frais de raccordement proposés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.71)

Tous les changements tarifaires approuvés par la Commission dans cette décision entreront en vigueur le 1^{er} août 2006.

La Commission est d'avis que si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB adoptait une politique prévoyant une audience régulière devant la Commission et le dépôt d'une information complète et à jour, le temps et les coûts consacrés à la réglementation seraient réduits de façon importante. (p.75-76)

Résultats d'exploitation d'Énergie NB de 1994 à 2005

Les comptes de réserve, nommés « comptes pour les temps difficiles » lors de l'audience, ont été créés, les montants se sont accumulés pendant un bon nombre d'années et ont été approuvés par la Commission. Leur solde s'élevait, au total, à plus de 169 millions \$. Ces comptes ont été fermés et le solde a été utilisé pour réduire les pertes encourues en 1994/95, 1995/96 et 1996/97. Énergie NB a éliminé ces comptes sans demander l'autorisation de cette Commission. (p.76)

La Commission a accumulé les résultats rapportés par Énergie NB et les changements apportés aux comptes réglementaires différés et ces données sont présentées à l'annexe E. (p.77)

L'état du « marché » de l'électricité :

La Commission conclut que :

1. Les conditions requises présentées dans le Livre blanc pour un marché concurrentiel n'ont pas été réunies.
 - a. Le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État n'a pas été fractionné.
 - b. Les interconnexions de transmission de la province avec les marchés voisins n'ont pas été améliorées de manière significative et aucune étude n'a été effectuée pour appuyer la notion que la 2^e ligne de transport assurant une liaison avec la Nouvelle-Angleterre sera suffisante pour permettre un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick.
 - c. Une organisation de transmission régionale (ORT) n'a pas été créée.
 - d. Les contrats avec les producteurs autonomes n'ont pas été acheminés aux sociétés de distribution et ils n'ont pas été restructurés pour allouer les ressources une concurrence dans le marché du Nouveau-Brunswick.
 - e. La vraisemblance que des sociétés de transmission et de production puissent agir de façon indépendante est remise en question en raison de leur Conseil d'administration commun.

2. La structure des ententes d'achat d'énergie confère « un avantage concurrentiel inhérent pour les nouveaux venus » chez Production Énergie NB avec l'exigence que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte de tous les coûts fixes de Production Énergie NB.

3. Le régime de réglementation actuel ne protège pas de façon adéquate les intérêts des consommateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick, en l'absence d'un marché concurrentiel. Les commissions ont normalement le pouvoir d'enquêter sur les plaintes des clients de monopoles réglementés et d'ordonner les

mesures qui s'imposent. Cette Commission possède un tel pouvoir en ce qui a trait aux services publics de distribution du gaz naturel et de transmission électrique qu'elle réglemente. Un pouvoir semblable ne lui a pas été accordé pour ce qui est de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et la Commission ne peut initier une révision tarifaire malgré une claire intention politique.

4. Le mécanisme utilisé pour traiter les coûts dits échoués présente un obstacle non nécessaire au développement des marchés. La *Loi* laisse à la seule discrétion de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB la décision de tenir une audience sur les coûts dits échoués. La Commission est incapable d'ordonner une telle audience et les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peuvent initier une audience sans faire part de leur intention de quitter le service standardisé. Les clients ne peuvent déterminer de façon raisonnable s'ils peuvent ou non quitter le service standardisé sans connaître les implications de leur départ sur les coûts dits échoués et ils ne peuvent savoir ce que seront ces coûts à moins d'obtenir une audience. Il s'agit clairement d'un obstacle important et non nécessaire au développement des marchés. (p.79-81)

En fait, Production Énergie NB est un fournisseur non réglementé en électricité qui détient un monopole au Nouveau-Brunswick. (p.83)

La Commission ne trouve aucun fondement dans la loi ou la politique justifiant sa considération de la notion de « règles du jeu équitables » entre différentes sources d'énergie pour fixer les taux d'électricité. (p.83)

Il existe trois ententes d'achat d'énergie entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation.

L'entente à façon avec COLESONCO.

L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB.

L'entente de transmission avec Production Énergie NB.

Ces trois ententes comptent à elles seules pour 1,028 milliards de dollars (environ 80 %) des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.86)

Bien que ces ententes précisent les coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, il n'existe aucun mécanisme en place pour s'assurer qu'elles reflètent de façon raisonnable les coûts réels de ces filiales. (p.86)

Les contrats avec les producteurs autonomes sont des contrats prévoyant l'approvisionnement en électricité et en énergie par des producteurs autonomes. L'entente de transmission nécessite que la consommation en carburant de toutes les installations soit estimée selon l'hypothèse de modélisation qui préconise que toutes les installations des producteurs autonomes soient affectées sous réserve de fiabilité impérative. Si toutes les installations des producteurs autonomes n'étaient pas désignées « à fiabilité impérative », le volume de carburant et les estimations des coûts seraient moins élevées et la Commission réduirait le besoin en revenus pour l'exercice de référence. (p.87)

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé des documents confidentiels indiquant que les coûts de carburant seraient considérablement moindres si des unités de gaz naturel étaient affectées selon un ordre de mérite économique. Le bénéfice net de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans cette circonstance se traduirait en épargnes d'un montant imposant. (p.89)

Il est important de noter que l'entente de transmission requiert que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte des coûts fixes associés aux avoirs de Production Énergie NB. Ce qui veut dire que les risques financiers à long terme associés à la propriété des avoirs de production sont acceptés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients. (p.90)

De plus, comme Distribution et Service à la clientèle Énergie NB accepte ce risque, qui est normalement le plus important d'un producteur, il est raisonnable de s'attendre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB obtienne une plus grande part des bénéfices d'exportation que Production Énergie NB. (p.91)

Assurance :

Il semble que les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB acceptent les risques qui auraient dû être acceptés par les investisseurs des usines de production, tel que prévu dans le Livre blanc. (p.91)

La différence entre une capacité de production raisonnablement normale et le droit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est l'équivalent d'une capacité de production de quelque 690 MW payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mais que Production Énergie NB est libre de vendre sur le marché libre. (p.96)

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est obligée de vendre sa capacité à Production Énergie NB à un prix inférieur à celui demandé par Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la même capacité. Les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB semblent subventionner Production Énergie NB pour un montant de 6,5 millions \$ pour l'exercice de référence. (p.97)

La Commission note également que les paiements effectués par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à Production Énergie NB sont ajustés à la hausse de façon annuelle pour compenser l'inflation générale, mais qu'aucun de ces ajustements n'est effectué pour les paiements de Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Un tel traitement asymétrique est contre-indiqué. (p.98)

Si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait réduire sa demande de pointe tout en conservant un niveau constant de ses ventes d'énergie grâce au déplacement de la charge à des taux horaires, il serait raisonnable de s'attendre à ce que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients bénéficient de cette réduction de la

demande en réduisant la sélection de capacité en vertu de l'entente d'achat d'énergie. Il en résulterait probablement que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paierait le prix de la Nouvelle-Angleterre à Production Énergie NB pour l'écart d'énergie. Une telle désincitation de l'utilisation des avoirs n'est pas dans le meilleur intérêt des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ou de l'actionnaire à long terme. Cette situation serait également incompatible avec la direction établie dans le Livre blanc du gouvernement. (p.98-99)

L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB a été structurée de façon à permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de payer un prix simple, en \$ par MWh, pour l'énergie livrée. Ce prix inclut clairement une compensation pour les coûts fixes et variables. Dans l'éventualité d'un manque à gagner par Énergie nucléaire NB, Production Énergie NB suppléerait à la situation en utilisant la capacité déjà payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB tout en demandant un prix incluant une provision pour la capacité, ce qui aurait pour effet de gonfler la facture pour la capacité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.101)

Les conditions de l'attribution des coûts pour le manque à gagner de Pointe Lepreau semblent être incompatibles avec les objectifs d'intérêt public et soulèvent des doutes raisonnables sur le traitement injuste des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.102)

La Commission est d'avis que l'article 156 est périmé et qu'il ne possède aucune force exécutoire à l'égard de l'application de la présente décision. (p.104)

La Commission ne peut entreprendre une audience sur les frais de sortie. (p.107)

La production des installations hydroélectriques de Production Énergie NB pendant les huit premiers mois de 2005/2006 était de 655,6 GWh plus élevée que la moyenne puisque le débit d'eau était de façon significative plus élevé que la moyenne. Cette production additionnelle, en huit mois uniquement, était d'environ 25 % plus élevée que la

production annuelle normale de 2654 GWh. La production d'électricité a continué d'être au-dessus de la normale et, au bout de onze mois, cette production additionnelle a donné lieu à un paiement de Production Énergie NB de 21,3 millions \$ à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, dérivant des coûts différentiels de l'énergie à l'intérieur de la province uniquement. Si les coûts différentiels avaient été calculés à partir de l'énergie la plus dispendieuse de Production Énergie NB, incluant les ventes à l'exportation, le paiement effectué à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait été de 71,8 millions \$, soit 50,5 millions \$ additionnels. (p. 109-110)

La Commission, dans sa décision du 22 mai 1991, a conclu que le principe d'ajuster les résultats d'exploitation annuels d'Énergie NB pour compenser la performance d'exploitation des installations nucléaires et électriques était approprié. (p.111)

La Commission considère que l'élimination des comptes de réserve réglementaires, approuvés par celle-ci au début des années 90, sans avoir obtenu son autorisation, est illicite. (p.111)

La Commission est d'avis qu'elle a le pouvoir d'effectuer des ajustements d'électricité ou d'établir des comptes différés pour l'exercice de référence 2006-2007. Toutefois, la Commission a choisi de ne pas exercer ce pouvoir à ce moment-ci. (p.112)

La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer une proposition indiquant comment un tel compte pourrait être créé ainsi que les termes et les conditions de son opération. (p.113)

La Commission est préoccupée de ce que la *Loi* ne contienne aucune disposition expresse lui permettant de réviser les dépenses en capital proposées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. (p.113)

La plupart des personnes qui sont intervenues, de façon formelle ou non, s'entendent pour dire que le groupe d'entreprises d'Énergie NB opère encore de nos jours comme un service public à intégration verticale. (p.115)

La plupart des intervenants ont allégué qu'il n'existe aucun marché d'électricité concurrentiel au Nouveau-Brunswick et ont fait valoir de plus que tant qu'il n'y aura pas de marché concurrentiel, le groupe d'entreprises d'Énergie NB devrait être pleinement réglementé par la Commission. (p.115)

La Commission recommande fortement que le gouvernement procède immédiatement à une révision complète de la *Loi*. Un des objectifs d'une telle révision serait de donner à la Commission des outils normaux de réglementation, incluant un droit de regard général sur les sociétés en exploitation d'Énergie NB. (p.115)

La Commission effectue des recommandations additionnelles particulières à l'égard des amendements à la *Loi*. (p.115)

4. BESOIN EN REVENUS ET TAUX POUR 2006/07

But de l'audience :

Le principal but de l'audience était de déterminer le besoin en revenus pour l'année financière se terminant le 31 mars 2007. Ayant déterminé le besoin en revenus total, la Commission doit par après répartir les recettes parmi toutes les catégories d'utilisateurs pour enfin fixer les taux actuels qui seront imputés à ces utilisateurs.

L'article 156 de la *Loi* empêche la Commission de réviser convenablement un bon nombre des coûts qui composent le besoin en revenus. Nous y reviendrons plus en détail dans cette décision. La Commission doit souligner que des 1,3 milliards \$ proposés comme besoin en revenus par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, elle a été

forcée d'en accepter presque 1,1 milliards \$ comme étant nécessaire, conformément à l'article 156. En d'autres mots, la Commission ne pouvait pas, pour les fins de cette audience, effectuer des ajustements aux coûts représentant plus de 80 % des dépenses totales.

Taux d'utilisation des poteaux par une tierce partie :

Les poteaux représentent une composante essentielle pour la livraison de l'électricité et des communications auprès des résidences et des entreprises du NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Aliant appartiennent et contrôlent conjointement plus de 300 000 poteaux dans la province. Un poteau type d'électricité de 40 pi inclut un espace de 2 pi pour les communications. Les tierces parties qui utilisent cet espace paient des frais de location annuels pour l'utilisation des poteaux. En 1967, Énergie NB concluait une entente d'usage conjoint avec Aliant pour le partage des poteaux. Cette entente a été remplacée en 1996 par une entente auxiliaire afin de tenir compte de l'utilisation des poteaux par une tierce partie. Selon cette entente, Aliant gère l'espace de communication pour les poteaux et impute à Rogers, un câble-opérateur, des frais de 9,60 \$ par poteau.

Le 30 janvier 2004, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présentait un avis de 30 jours à Aliant dans l'intention de résilier l'entente auxiliaire sur l'utilisation des poteaux par une tierce partie. En avril, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB informait Rogers qu'elle reprenait le contrôle de la gestion administrative des poteaux et, à partir du 1^{er} mai 2004, facturait Rogers selon un taux augmenté de 18,91 \$. Rogers a reçu un avis que les frais d'utilisation annuels augmenteraient à 23,50 \$ le 1^{er} avril 2005 et à 28,05 \$, le 1^{er} avril 2006. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé une autorisation pour porter les frais annuels à 30,61 \$. Rogers, dans sa preuve, a proposé un taux annuel de 13,26 \$ par poteau.

Rogers a tenté de négocier une entente sur le taux proposé avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, sans succès. Rogers a demandé et a obtenu le statut

d'intervenant formel dans la présente requête. La Commission a entendu l'argumentation des parties sur son pouvoir de fixer les taux d'utilisation des poteaux par une tierce partie et a jugé, le 27 octobre 2005 qu'il était de son ressort de fixer les taux d'utilisation. Une copie de cette décision se trouve à l'annexe C.

La Commission a soigneusement étudié les preuves détaillées, le témoignage et les conclusions finales des parties. Les deux parties ne s'entendaient pas nécessairement sur l'allocation de l'espace, l'affaissement des lignes, le nombre de poteaux, les coûts structureaux, le contrôle de la végétation et les pertes de productivité.

Après un examen attentif, la Commission a jugé que la qualité et la justesse de l'information financière et opérationnelle utilisée par les parties n'était pas suffisante pour fixer les taux. Par exemple, il existe un écart significatif entre le nombre total de poteaux figurant dans les registres comptables de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qui est de 362 089, et le nombre de poteaux figurant dans son système d'information géographique, qui en indique 343 000. Les données d'évaluation de 1964 à 2005 indiquent 339 241 poteaux. Le nombre de poteaux à usage conjoint a été estimé à 291 085 par M. O'Hara. Par contre, le nombre de poteaux utilisés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour calculer ses coûts structureaux est de 309 091.

La Commission juge que tous les usagers devraient assumer une portion des coûts communs engendrés pour assurer le service. Toutefois, la Commission rejette les propositions tarifaires particulières présentées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers en raison de la nature des données sous-jacentes. Après avoir effectué l'analyse des preuves présentées et des décisions d'autres compétences, la Commission est d'avis qu'un taux annuel de 18 \$ par poteau est approprié pour l'exercice de référence. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer une étude de ses poteaux, de son équipement et des coûts connexes, qui sera utilisée lors d'audiences futures pour réviser les taux d'utilisation des poteaux. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne de consulter le

personnel de la Commission, Rogers et les entreprises municipales pour déterminer l'étendue de l'étude.

La Commission reconnaît qu'en approuvant ce taux, les revenus de l'utilisation de poteaux seront inférieurs de 1,3 millions \$ comparativement aux prévisions de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Ceci aura pour effet de diminuer les prévisions en revenus divers de 23,6 millions \$ à 22,3 millions \$.

Dépenses inhérentes à l'achat d'énergie :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne produit aucune électricité et doit se procurer toute l'énergie et la capacité nécessaires au service de sa clientèle. Pour ce faire, il existe diverses ententes d'achat d'énergie. Le coût associé aux ententes d'achat d'énergie pour 2006/07 est estimé à 1,028 milliards \$. Un test de vraisemblance a été effectué par La Capra Associates, un expert indépendant retenu par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Pour les besoins de cette audience, l'article 156 de la *Loi* oblige la Commission d'accepter toute dépense inhérente aux ententes d'achat d'énergie électrique et nécessaire pour assurer le service. Par conséquent, la Commission doit accepter les dépenses de 1,028 milliards \$ en achat d'électricité pour l'année 2006/07.

Dépenses de transmission :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit des coûts de services de transmission de 61,6 millions \$ pour l'année 2006/07. Ce coût repose sur les taux inclus dans le Taux d'accès au réseau de transport (OATT), géré par Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick et approuvé par cette Commission. Aucune partie ne s'est objectée à ce coût et la Commission acceptera le coût prévu par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07.

Dépenses liées aux opérations, à l'entretien et à l'administration :

(i) Montant pour 2006/07

La prévision des coûts EEA pour 2006/07 est de 98,9 millions \$. Ce total inclut des dépenses de 27,7 millions \$ découlant des ententes de service avec les compagnies affiliées. L'article 156 stipule que ces dépenses doivent être acceptées comme nécessaires et qu'elles ne sont pas sujettes à un ajustement par la Commission lors de cette audience.

Des 71,2 million \$ restant, les coûts liés à la main-d'œuvre et aux prestations s'élèvent à 48,0 millions \$ soit environ 67 %. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réduit de 20 % le nombre de ses employés et demeure confiante dans ses prévisions de dépense. Aucune preuve n'a été soumise pour indiquer que le calcul de 48,0 millions \$ a été surévalué.

M. Hyslop a recommandé [TRADUCTION] « *que la Commission réduise la composante des revenus EEA de cinq pour cent ou de 5 millions \$. Ceci servira à tout le moins d'incitation pour accélérer les améliorations en efficacité dont on s'est tant targué lors du témoignage...* ». (transcription, p. 6 157)

La Commission apprécie et partage les inquiétudes de M. Hyslop quant au contrôle des dépenses liées aux exploitations, à l'entretien et à l'administration (EEA). Toutefois, aucune preuve précise n'a été présentée pour appuyer la réduction proposée par M. Hyslop. La Commission s'attend que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB identifie des façons de réduire les dépenses EEA. La Commission accepte, pour 2006/07, des dépenses EEA de 98,9 millions \$.

Efficacité énergétique et Gestion axée sur la demande

Par efficacité énergétique, nous entendons l'utilisation efficiente de l'énergie par les

consommateurs. La gestion axée sur la demande (GAD) a trait à l'économie d'énergie et aux activités entreprises à la demande d'un programme géré par un service public dans le but de modifier le profil de la charge. Ces activités incluent la planification, la mise en œuvre et le contrôle des activités d'un service public afin d'encourager les consommateurs à modifier leurs habitudes de consommation énergétique, incluant le moment et le niveau de la demande énergétique. Elles ne visent pas des modifications apportées au profil de la charge et à l'énergie dans le cours d'opérations normales dictées par le marché ou pour se conformer aux normes gouvernementales sur l'efficacité énergétique.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réduit sa prévision de la charge pour 2006/07 de 82 GWh pour des raisons d'efficacité énergétique et de conservation. Vibrant Communities Saint John (VCSJ) a interrogé Distribution et Service à la clientèle Énergie NB au sujet de ses activités GAD. Il a indiqué que certains services publics du Canada utilisent des programmes GAD conçus pour aider les ménages à faible revenu et il a souligné que la prévision de la charge de Distribution et Service à la clientèle pour la demande résidentielle de 5 008 GWh n'indiquait qu'une diminution de 36 GWh attribuable aux améliorations en efficacité énergétique et au GAD. VCSJ s'est inquiété du fait que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne comptait que 7 conseillers de l'énergie pour les catégories Usage général et résidentielle, ce qui semblait un nombre insuffisant pour mettre en œuvre un programme GAD efficient.

VCSJ a déclaré qu'il pensait que les frais de paiement tardif n'étaient pas attribuables à des clients négligents mais qu'ils résultaient plutôt d'un retard de paiement des factures de chauffage pendant la saison hivernale, imputable en partie au fait que ces clients demeurent dans de vieilles maisons à mauvais rendement énergétique. Il a recommandé que le revenu tiré des frais de paiement tardif résidentiels soit utilisé pour créer un fonds afin de promouvoir l'efficacité énergétique auprès des ménages à faible revenu. Ce fonds pourrait être développé et géré de concert avec l'Agence d'efficacité et de conservation énergétiques du Nouveau-Brunswick.

La Commission considère que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit mener des études plus poussées sur l'efficacité énergétique et la gestion axée sur la demande (GAD). La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer un examen de l'efficacité énergétique des services publics canadiens et des programmes GAD incluant les méthodes d'évaluation utilisées pour déterminer les coûts-avantages. Cet examen doit être déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

(iii) Programmes axés sur la clientèle

VCSJ a encouragé Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à considérer la création d'un fonds d'arriérés comme mesure active pour appuyer les ménages à faible revenu. Il a noté que l'Armée du Salut gère un programme de ce genre financé par le service public de la Nouvelle-Écosse. Les contribuables à faible revenu présentent une demande d'aide financière auprès de l'organisme caritatif afin de payer leurs factures d'électricité en retard. VCSJ a indiqué que d'autres services publics au Canada offrent également des programmes ou du financement pour aider les clients à faible revenu qui éprouvent des difficultés à payer pour leur consommation d'énergie, en particulier durant les mois d'hiver.

La Commission reconnaît que la création d'un fonds d'arriérés aurait une incidence sur le besoin en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour une année donnée. De plus, un tel fonds nécessiterait le développement de nouvelles politiques sur le service à la clientèle, sur le financement et sur l'administration. La Commission est d'avis que la question de la mise sur pied d'un fonds d'arriérés mériterait d'être discutée lors de l'audience portant sur les politiques du service à la clientèle. Cette audience pourrait également inclure une discussion sur la compétence de la Commission d'ordonner la création d'un tel fonds auprès de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

(iv) Pratiques de crédit à l'usager et de recouvrement

Pendant l'année 2004/05, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a envisagé le débranchement de 12 197 comptes d'abonné pour défaut de paiement et a ordonné le débranchement de 5 100 de ces comptes. La même année, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a conclu 106 804 accords financiers, dont la presque totalité était avec des clients résidentiels. En dépit du grand nombre d'accords financiers, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est incapable de déterminer les clients récidivistes qui occasionnent des démarches de paiement et recouvrement.

La preuve indique que 660 000 avis de paiement en souffrance/de débranchement sont envoyés chaque année (environ un avis pour 6 factures émises). Quatre-vingt-dix pour cent de ces avis sont déclenchés par le processus de recouvrement selon des critères tels que (1) l'âge du débiteur, (2) la somme des arriérés, et (3) les antécédents en matière de crédit du client. Pour les clients résidentiels à faible risque, le premier rappel est envoyé 11 jours après la date d'échéance, le second rappel 21 jours après la date d'échéance et un dernier rappel 31 jours après la date d'échéance. Un contact téléphonique est effectué au 41^e jour et le débranchement est prévu au 51^e jour.

Le pourcentage des avis de paiement en souffrance/de débranchement par rapport aux factures envoyés en 2004/05 équivalait à 6 % pour Newfoundland Power et à 16 % pour Nova Scotia Power, alors qu'il s'élevait à 17 % pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Bien que les créances douteuses et le nombre d'employés spécialisés en crédit à l'usager et en recouvrement de ces autres services publics ne figurent pas dans cette instance, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait être au courant des meilleures pratiques et des pratiques les plus efficaces dans ce secteur.

La Commission est généralement au courant de certaines procédures de crédit à l'usager et de recouvrement utilisées dans d'autres ressorts. Un travail considérable a été effectué en Ontario depuis la mise en place des « Codes de règlement du détail et de système de distribution » par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) en février 2004.

La Commission est également consciente que certaines compétences émettent différents « rappels » selon la cote de crédit du client. Par exemple, au Colorado, les clients de Excel Energy bénéficiant d'une « bonne » cote de solvabilité reçoivent une lettre de rappel 33 jours après la date d'échéance, un avis de débranchement le 64^e jour et les procédures de débranchement débutent le 74^e jour. Les clients qui ne bénéficient pas d'une « bonne » cote de solvabilité ne reçoivent aucune lettre de rappel. Ils reçoivent un avis de débranchement le 33^e jour et les procédures de débranchement débutent le 41^e jour.

La Commission se demande s'il est utile d'émettre 660 000 avis de paiement en souffrance/de débranchement si ces avis ne reflètent pas les pratiques régulières du client relatives aux paiements. Ces avis risquent d'exaspérer davantage un bon nombre de clients plutôt que de servir à faire exécuter la politique de crédit. La Commission s'inquiète du fait que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne possède aucun dossier des versements effectués permettant d'identifier les pratiques habituelles de paiement en souffrance. Cette suggestion permettrait d'évaluer l'efficacité d'instaurer des exigences de dépôt pour les personnes possédant une faible cote de solvabilité de façon continue.

Des initiatives devraient être mises en œuvre pour identifier des façons d'évaluer le niveau de dotation. Des modifications apportées aux politiques et aux procédures de recouvrement pourraient réduire les problèmes de paiement et réduire les coûts associés récupérés à partir des clients.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a pour consigne d'entreprendre une enquête sur les pratiques actuelles du service public portant sur le crédit à l'utilisateur et le recouvrement. Les résultats de cette enquête doivent être déposés avant l'audience portant sur les politiques et le service à la clientèle. La Commission demande à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de discuter de cette question avec le personnel de la Commission avant d'entreprendre cette enquête.

(v) Système universel de comptabilité

Un système universel de comptabilité est un système permettant de classer et de communiquer les renseignements utilisés dans la préparation des rapports financiers et d'exploitation. De tels systèmes permettent d'inclure des définitions de base, des descriptions comptables et opérationnelles et des instructions. Ils offrent une méthode normative ou universelle de classement et de communication de l'information et ont été développés par l'industrie et les organismes de réglementation.

Un système universel de comptabilité est la base permettant d'obtenir de l'information de qualité à des fins d'étalonnage compétitif d'une année sur l'autre ou entre les services publics. Il fournit de l'information classée dans des comptes clairement définis, transparente pour tous les utilisateurs et qui ne peut être modifiée sans l'approbation de l'organisme de réglementation. Dans plusieurs compétences, des systèmes universels de comptabilité ont été développés et doivent être utilisés par les services publics d'électricité, de gaz naturel, d'hydroélectricité et d'égouts. Au Canada, l'Alberta et l'Ontario ont toutes deux adopté un système universel de comptabilité pour les secteurs de l'électricité et du gaz naturel.

La Commission croit que les parties auraient été mieux servies avec un système universel de comptabilité. La Commission est consciente que l'Association canadienne de l'électricité développe avec ses membres un système universel de comptabilité à leur intention. La Commission demandera à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mettre sur pied un système universel de comptabilité. Elle ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de travailler avec le personnel de la Commission afin de proposer un système universel de comptabilité approprié et un échéancier de mise en œuvre.

Critères de justification des capitaux

La majorité du travail de « Distribution » ne se prête pas à une analyse coût-avantage individuelle puisqu'il s'agit généralement d'un grand volume avec une petite valeur monétaire et sans aucun ajout proposé supérieur à 250 000 \$. Mme MacFarlane a confirmé que 90 % de l'investissement des rubriques fiabilité des avoirs et croissance locale ne fait pas l'objet d'une analyse financière incorporant le coût du capital. Mme MacFarlane a également indiqué que le Conseil d'administration de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'est pas satisfait du niveau de rigueur actuel à l'égard des décisions sur la justification des capitaux et qu'il a demandé que le processus soit modifié avant la préparation du budget 2007/08.

La réplique de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (PUB) IR-229 montre que plus de 2 800 \$ pourrait être épargné en effectuant le remplacement immédiat de quatre véhicules. Toutefois, l'audience a permis d'identifier que l'analyse ne tenait pas compte du coût du capital dans l'acquisition des nouveaux véhicules. En ajoutant ce coût financier, un remplacement immédiat ne serait pas économique. M. Marois a entrepris une enquête afin de connaître les raisons pour lesquelles l'analyse n'est pas prise en compte dans les coûts financiers.

La Commission s'inquiète du fait que quelque chose d'aussi fondamental que le coût du capital ne soit pas inclus dans les analyses financières. Cette situation suscite une interrogation à savoir dans quelle mesure les bonnes pratiques de gestion font également défaut dans d'autres domaines, ce qui pourrait augmenter les coûts pour les consommateurs.

La Commission reconnaît qu'il n'est pas normal d'effectuer une analyse financière individuelle pour un bon nombre d'avoirs de distribution. Toutefois, ces investissements représentent 30 millions \$ pour 2006/07. La Commission est d'avis que les évaluations

financières pour les « types » d'investissement répétitif devraient être documentées sur une base périodique. Cette procédure devrait faire partie d'un manuel corporatif détaillé sur « les critères de justification des capitaux », qui fournirait une source unique d'information sur l'analyse financière pour toutes les dépenses en capital.

La Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB élabore un manuel détaillé des critères de justification des capitaux et que ce document soit déposé à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

Amortissement de l'exercice :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit un amortissement de l'exercice pour 2006/07 de 43,4 millions \$. Aucune partie n'a soulevé d'objection et la Commission accepte ce montant pour 2006/07. La Commission a retenu les services de M. Kennedy, un expert en amortissement, qui a relevé diverses situations où la démarche de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB diffère de celle employée par la majorité des services publics en Amérique du Nord. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reconnaît que des améliorations pourraient être apportées et accepte d'entreprendre une étude sur cette question. La Commission apprécie l'intention de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de compléter une étude sur ses pratiques d'amortissement et ordonne le dépôt de cette étude à la Commission dans les six mois suivant la date de cette décision.

Impôt, excluant les paiements en remplacement d'impôts

L'impôt, excluant les paiements en remplacement d'impôts, était estimé à 13,4 millions \$ pour 2006/07. Aucune objection n'a été soulevée et la Commission accepte ce montant.

Intérêt débiteur :

Le 1^{er} octobre 2004, Holdco a transféré à ses filiales actives les avoirs nets et les avoirs

de l'entreprise des unités fonctionnelles exploitant la centrale nucléaire de Pointe Lepreau (Énergie Nucléaire NB), des autres installations productrices d'énergie (Production Énergie NB), les avoirs de transmission de haute tension (Transport Énergie NB) et les opérations liées à la distribution et au service à la clientèle (Distribution et Service à la clientèle Énergie NB). Mis à part Transport Énergie NB, les transferts ont eu lieu selon la valeur enregistrée de l'actif net des unités fonctionnelles en échange de notes promissaires émises à l'intention de Holco et de valeur égale aux avoirs nets transférés. Pour ce qui est de Transport Énergie NB, les transferts ont été effectués selon la valeur enregistrée des actifs nets des unités fonctionnelles en échange de notes promissaires émises à l'intention de Holdco et de valeur égale aux avoirs nets transférés. Dans le cas de Transport Énergie NB, des actions sans droit de vote pour la catégorie B d'une valeur de 140 millions \$ ont été émises au nom de Holdco ainsi que des notes promissaires pour le restant de la valeur des actifs nets.

La Corporation financière de l'électricité du NB est une corporation de la Couronne qui rend compte au ministre des Finances. Le 1^{er} octobre, Holdco a transféré à la Corporation financière de l'électricité du NB toutes les notes promissaires reçues de ses filiales ainsi que les actions sans droit de vote pour la catégorie B de Transport Énergie NB en échange de la prise en charge de toutes les créances de Holdco par la province. Au moment de la restructuration, Énergie NB avait accumulé un déficit de 187 millions \$. Le déficit a été éliminé par la Corporation financière de l'électricité du NB grâce à l'émission au nom de Holdco d'un surplus d'apport pour la valeur de ce montant.

Ces opérations ont pour effet de permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'effectuer le retrait des créances de la province d'une valeur de 661 millions \$ encourues au 30 septembre 2004. Le total des créances à cette date était de plus de 3,5 milliards \$, présentées à l'audience sous le vocable « dette de succession ».

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue des versements d'intérêt sur cette dette auprès de la Corporation financière de l'électricité du NB, conformément aux modalités du titre de créance sous-jacent. Ces versements figurent comme dépenses dans

la déclaration du revenu et font partie du besoin en revenus proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue également des versements sur le principal auprès de la Corporation financière de l'électricité du NB, tel que requis. Ces versements ne constituent pas une dépense dans la déclaration du revenu et ne sont pas inclus dans le besoin en revenus de 2006/07. Chaque année, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paie à la Corporation financière de l'électricité du NB 1 % du montant principal original pour chaque obligation non garantie. Lorsque chaque obligation arrivera à terme, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectuera un paiement pour le montant restant du principal. Ces paiements seront financés en argent comptant à partir des opérations ou en émettant de nouvelles créances.

La Commission croit que la province a l'intention de demander à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de remplacer sa part de la dette de succession garantie par la province par une dette garantie par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Ce remplacement d'une garantie par une autre n'aura que peu d'effet ou aucun effet sur le besoin en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a prévu un montant de 39,4 millions \$ en intérêt débiteur pour 2006/07. Il s'agit de la somme des versements d'intérêt sur la dette active de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour lui permettre de financer son entreprise en 2006/07. La Commission accorde ce montant.

Paiements en remplacement d'impôts :

La *Loi* inclut les dispositions suivantes :

37(1) Pendant la période où le paragraphe 149(1) de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) l'exonère d'un impôt prévu par cette loi, la Corporation ou une de ses filiales constituées en corporation en vertu du paragraphe 4(1) verse à la

Corporation financière, à l'égard de chaque année d'imposition, une somme égale à l'impôt qu'elle serait tenue de payer aux termes de cette loi si elle n'en était pas exonérée.

37(2) Pendant la période où le paragraphe 10(1) de la Loi de l'impôt sur le revenu du Nouveau-Brunswick l'exonère d'un impôt prévu par cette loi, la Corporation ou une ses filiales constituées en corporation en vertu du paragraphe 4(1) verse à la Corporation financière, à l'égard de chaque année d'imposition, une somme égale à l'impôt qu'elle serait tenue de payer aux termes de cette loi si elle n'en était pas exonérée.

Les définitions de la *Loi* indiquent que le terme « Corporation » signifie la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick, prorogée sous le régime de la *Loi sur les corporations commerciales* sous le nom de Holdco. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est une filiale de Holdco et, par conséquent, est sujette aux paiements en remplacement d'impôts.

Les articles 37(1) et 37(2) ci-dessus stipulent clairement qu'une compagnie affiliée doit payer un montant égal à celui qu'elle aurait été tenu de payer aux termes des lois pertinentes sur l'impôt si elle n'en avait pas été exemptée.

La note 3j des états financiers au 31 mars 2005 de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB stipule :

« La Corporation doit effectuer des paiements spéciaux en remplacement d'impôt à l'endroit de la Corporation financière de l'électricité du NB. Les paiements totaux en remplacement d'impôt se composent :

- *D'un élément constitutif de l'impôt sur le revenu basé sur le **résultat comptable net** multiplié par un taux de 35,12%. [c'est nous qui soulignons].*

- *D'un élément constitutif de l'impôt sur le capital base sur les règles fiscales des grandes sociétés contenues dans les lois provinciale et fédérale sur l'impôt. »*

L'adoption de cette convention comptable n'est pas conforme à la méthode de calcul requise par la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a calculé les paiements en remplacement d'impôt à partir du revenu comptable et non du revenu imposable.

Pendant l'interrogatoire mené par M. MacNutt au sujet du calcul des paiements en remplacement d'impôt, Mme MacFarlane a affirmé ce qui suit :

[TRADUCTION] « *Dans la pièce A-50 sous la preuve directe de Lori Clark, à l'onglet 4, ce qui constitue en fait mon témoignage à la page 7 ... les lignes 7 à 12 traitent de calcul, illustrant les taux implicites déterminés par la Loi de l'impôt sur le revenu et les calculs. Le calcul est effectué à partir du revenu comptable et il n'existe aucune réduction de valeur pour des différences temporaires d'actifs entre ce qui pourrait être une déduction pour amortissement, ou la fraction non amortie du coût en capital de la Loi de l'impôt sur le revenu, et la valeur comptable des actifs. »*

Il y avait un IR qui traitait de cette question, PI IR-19 et 55. Et ceci constituait une mesure acceptée par la Corporation financière de l'électricité afin d'éviter des frais juridiques et comptables associés à la mise sur pied et au double repérage de la valeur des actifs et du coût d'établir la valeur fiscale initiale, ce qui nécessiterait une décision de l'Agence du revenu du Canada. Alors, l'impôt est calculé à partir du revenu comptable et c'est ce montant qui est remis à la Corporation financière de l'électricité.

En passant, nous nous sommes renseignés auprès de Deloitte et Touche au sujet de la nature et des coûts associés au repérage des valeurs d'actifs séparées. On nous a informés qu'il faudrait trois ou quatre comptables, peut-être des adjoints spécialisés en impôt au sein de notre section juridique, et qu'il y aurait des frais annuels de consultation externe qui seraient très dispendieux. Il y aurait des coûts de système très dispendieux associés à la mise en place de dossiers permettant le repérage du coût des biens imposables. » (transcription, p. 3 759-60)

La Commission note qu'il existe d'autres dispositions dans les lois provinciale et fédérale sur l'impôt, en plus des différences temporaires liées à l'immobilisation, qui mériteraient d'être étudiées en déterminant le montant actuel de taxe que Distribution et Service à la clientèle devrait payer, conformément à l'article 37 de la *Loi*. De telles dispositions pourraient avoir un effet important sur le calcul de taxes spéciales en remplacement d'impôts et, par conséquent sur les mouvements de trésorerie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Selon la Commission, la réaction de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à la mesure législative est insatisfaisante pour les raisons suivantes :

- a) La *Loi* est claire en ce qui a trait aux calculs requis des paiements en remplacement d'impôt.
- b) En vertu de la *Loi*, la Commission possède un pouvoir de réglementation sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et elle aurait dû être informée des difficultés éprouvées à cet égard ; elle aurait pu ainsi rendre une décision avant l'audience.
- c) La plus grande difficulté dans cette question semble porter sur la valeur des actifs enregistrés aux fins de l'impôt sur le revenu. La Commission est d'avis que la valeur comptable des actifs transférés à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait constitué une base acceptable pour calculer la déduction pour amortissement et elle serait prête à en décider ainsi.

d) La Commission considère que le coût de calcul des paiements spéciaux selon cette décision n'aurait été moins onéreux que celui indiqué par Mme MacFarlane dans son témoignage.

e) Les compagnies qui opèrent au sein d'un marché concurrentiel et qui sont sujettes à l'impôt sur le revenu font tout en leur possible pour minimiser leur montant total de taxe à payer. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de formuler une stratégie qui utiliserait tous les aspects des lois pertinentes de l'impôt sur le revenu afin de minimiser les paiements en remplacement d'impôts.

Bénéfice net :

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit un revenu net de 14,4 million \$ pour 2006/07. Ce montant se fonde en fait sur deux hypothèses principales. La première hypothèse était une structure financière composée de 57,5 % de dettes et de 42,5 % de valeur nette. La seconde hypothèse était un rendement des capitaux de 10 %.

La preuve a clairement indiqué que, pour 2006/07, la seule valeur nette que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pourrait avoir serait les bénéfices non répartis générés par la fin de l'année financière 2005/06. Il n'y avait aucune prévision quant à la contribution du capital-actions en 2006/07 et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a pas demandé de structure financière présumée pour 2006/07.

Par conséquent, la Commission ne juge pas approprié d'utiliser la méthode des avoirs réalisés pour établir le bénéfice net prévu de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07. La Commission considère que l'utilisation de la méthode de couverture de l'intérêt est plus appropriée.

Dans sa décision du 22 mai 1991, la Commission a indiqué que le ratio le plus important pour Énergie NB était le ratio de couverture de l'intérêt. De plus, elle considérait qu'il

était approprié pour Énergie NB de viser un ratio de couverture de 1,25x et que ce ratio serait conséquent avec celui des autres services publics canadiens.

Le bénéfice net de 14,4 millions \$ proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB requiert des recettes avant les intérêts débiteurs de 62,6 millions \$. Ce niveau de revenu, de concert avec le bénéfice net prévu de 39,4 millions \$ produit une couverture de l'intérêt de 1,59x. La Commission considère cette couverture excessive et réduira le besoin en revenu tel qu'expliqué à la page suivante.

Cette Commission possède, tout comme chaque organisme réglementaire qui fixe les taux, une double responsabilité. En premier lieu, elle doit fixer des taux justes et raisonnables qui sont légitimes et équitables pour tous les usagers du service public. En second lieu, elle doit permettre au service public de bénéficier d'un rendement du capital investi lui permettant d'attirer des capitaux et, par conséquent, de continuer à offrir le service dont il détient le monopole.

Nous croyons qu'en fixant les taux à un niveau permettant au service public, avec le temps, d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25x, nous lui donnerons éventuellement la possibilité d'augmenter le capital sans garantie gouvernementale. Un ratio de couverture de l'intérêt de 1,25 pour 2006/07 nécessite un besoin en revenus total de 1,2947 milliards \$. Le revenu total provient des ventes aux catégories importantes d'usagers (comme la catégorie résidentielle), des ventes de l'énergie de surplus et interruptible et d'une variété de services divers. Le montant qui doit être recouvert des catégories importantes d'usagers est calculé comme suit :

Besoin en revenus total		1 294,7
Moins: Interruptible/Surplus	62,0	
Divers (tels qu'ajustés)	<u>22,3</u>	
	84,3	<u>(84,3)</u>
Revenu net des catégories principales d'usagers		1 210,4

Le principe d'équité nous donne à penser que la cible pour chaque catégorie d'utilisateur devrait être un ratio revenu-coûts de 1:1. En d'autres mots, les recettes de chaque catégorie devraient équivaloir aux coûts permettant de fournir le service à cette catégorie.

La Commission a préparé le tableau A pour illustrer les changements nécessaires aux revenus afin d'obtenir une couverture de l'intérêt de 1,25 et un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie.

TABLEAU A			
CATÉGORIES IMPORTANTES D'USAGERS	REVENUS AU TAUX ACTUEL	BESOIN EN REVENUS DES CATÉGORIES (couverture d'intérêt de 1,25 et ratio revenus-coûts de 1:1)	% CHANGEMENT NÉCESSAIRE
Résidentielle	455,8	543,5	19,2%
Usage général 1	103,9	88,5	(14,8%)
Usage général 2	111,5	102,8	(7,9%)
Petite industrie	42,3	43,9	3,8%
Grande industrie	262,3	319,0	21,6%
Location de chauffe-eau	15,0	10,4	(30,6%)
Éclairage des rues / Éclairage non mesuré	19,9	12,0	(39,7%)
Vente en gros	87,8	90,3	2,9%
TOTAL	1 098,5	1 210,4	10,2%

Le tableau A montre que l'augmentation requise des recettes serait de 87,7 millions \$ pour la catégorie résidentielle et de 56,7 millions \$ pour la catégorie des grandes industries. La Commission est d'avis qu'une augmentation de cette ampleur en une année est trop draconienne, en particulier à la lumière des commentaires qui suivent.

Lors de cette audience, plus de 1 milliard \$ des coûts de Distribution et Service à la clientèle n'a pu faire l'objet d'un examen approfondi. La Commission se préoccupe également de certaines données utilisées dans l'étude sur la répartition des coûts sous-jacente aux coûts de la catégorie d'utilisateur présentés ci-dessus. Pour ces raisons, nous ne croyons pas que nous devrions fixer le besoin en revenus pour chaque catégorie, tel qu'indiqué à ce moment-ci dans le tableau A. La Commission se sent obligée de rompre avec les pratiques normales de réglementation pour fixer des taux qui ne reviendraient pas à un ratio de couverture des intérêts recommandé de 1,25x ou qui ne viseraient pas un ratio revenu-coûts de 1:1 pour chaque catégorie d'utilisateurs.

La Commission considère qu'il est approprié de viser un ratio de couverture des intérêts de 1,10 pour 2006/07. Ce niveau de couverture des intérêts donne lieu à un revenu net de 3,9 millions \$.

Besoin en revenus :

Le besoin en recettes globales pour 2006/07 autorisé par la Commission est de 1,2887 milliards \$, tel qu'illustré dans le tableau B ci-dessous. Ceci représente une augmentation du besoin en recettes globales de 8,8 % par rapport aux recettes prévues selon les taux en vigueur.

TABLEAU B

Calcul du besoin en revenus total pour 2006/07

Électricité achetée	\$ 1 028.1
Transmission	\$ 61,6

EEA	\$ 98,9
Amortissement	\$ 43,4
Taxes autres que l'impôt sur le revenu	\$ 13,4
Intérêt	\$ 39,4
Revenu net	<u>\$ 3,9</u>
Besoin en revenus total	\$ 1 288,7

Ce besoin en revenus total est de 6,0 millions \$ de moins que requis pour une couverture des intérêts de 1,25x. Les recettes des ventes d'électricité en surplus/interruptible et de divers services ne sont pas affectées, ce qui veut dire que le revenu qui doit être recouvré à partir des catégories importantes d'usagers est réduit de 1,2044 milliards \$. Le besoin en revenu des principales catégories d'usagers représente une augmentation de 9,6 % des recettes prévues selon le taux en vigueur.

Ratios revenu-coûts :

La Commission juge appropriée que chaque catégorie possède un ratio revenu-coûts d'au moins 0,95 pour l'année 2006/07. L'instauration d'un ratio minimal réduira les subsides inter-catégories et permettront aux taux de fournir des signaux de prix qui conduiront à une utilisation plus efficace de l'électricité. La Commission est d'avis qu'il est également important de diminuer les ratios revenu-coûts pour les catégories ayant des ratios s'élevant de manière significative au-delà de 1,05. Pour cette raison, la Commission autorise une diminution des taux pour la catégorie Usage général I, pour la location de chauffe-eau et pour l'éclairage des rues/éclairage non mesuré. La catégorie Usage général II est la catégorie possédant un ratio revenu-coûts plus élevé que 1,05 et qui ne bénéficiera pas d'une diminution tarifaire. Cette catégorie subira une légère augmentation de 5,38 %, ce qui aura pour effet de porter ses taux dans le prolongement de ceux de la catégorie Usage général I. Plusieurs parties ont recommandé un rapprochement entre les taux des catégories Usage général et la Commission juge cette recommandation appropriée.

Le tableau C indique les besoins en revenus pour chaque catégorie d'usagers en tenant compte d'une couverture des intérêts de 1,10, des ratios revenu-coûts approuvés par la Commission pour 2006/07 et du besoin en revenus de 1,2044 milliards \$ pour les principales catégories d'usagers.

TABLEAU C

Catégorie	Revenu au taux actuel	Besoin en revenus avec couverture des intérêts de 1,1 x et ratio revenu-coûts de 1:1	Ratio revenu-coûts actuel	Revenus approuvés par la Commission	Ratio revenu-coûts au taux approuvé	Changement nécessaire
Résidentielle	455,8	540,7	0,844	515,3	0,953	13,05
Usage général I	103,9	88,4	1,176	102,0	1,154	(1,83)
Usage général II	111,5	101,7	1,096	117,5	1,155	5,38
Petite industrie	42,3	43,9	0,967	43,8	0,998	3,55
Grande industrie	262,3	317,5	0,826	302,6	0,953	15,36
Location de chauffe-eau	15,0	10,4	1,437	12,5	1,202	(16,66)
Éclairage des rues / Éclairage non mesuré	19,9	11,9	1,674	1,9	1,504	(10,05)
Vente en gros	87,8	89,7	0,978	92,8	1,035	5,69
TOTAL	1 098,5	1 204,4	0,912	1 204,4	1,0	9,64

Nous suggérons que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présente une demande d'autorisation des nouveaux taux au début de l'automne pour l'année 2007\08. Si le gouvernement accepte les recommandations de la Commission portant sur les amendements à la loi et présentées ailleurs dans cette décision, la procédure pourrait être abrégée. Cette audience abrégée permettrait à la Commission de rapprocher toutes les catégories de l'unité. Si les changements législatifs recommandés sont acceptés, alors l'audience tarifaire 2008/09 pourrait débiter au cours de l'hiver 2007 et permettre une révision de tous les coûts du service public, incluant ceux de Production Énergie NB et des ententes d'achat d'énergie. À ce moment-là, la Commission rapprocherait en priorité vers l'unité les catégories dont le ratio revenu-coûts s'élève au-delà de 1:05.

Conception tarifaire

Introduction :

En répartissant le besoin en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB entre les diverses catégories d'utilisateurs, la Commission se préoccupe principalement de l'équité inter-catégorie, c'est-à-dire qu'elle cherche à s'assurer que chaque catégorie d'utilisateurs paie sa juste part des coûts légitimes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Pour ce qui est de la conception tarifaire, la principale inquiétude porte sur l'équité intra-catégorie, soit de s'assurer que les utilisateurs paient leur juste part des coûts répartis dans leur catégorie.

Une seconde préoccupation quant à la conception tarifaire, qui n'est pas considérée expressément dans le processus de répartition des revenus, porte sur la théorie de la formation de prix efficaces sur le plan économique. Cette théorie économique suggère que le prix payé chaque mois par un utilisateur pour la dernière tranche de KWh d'électricité (sa consommation différentielle) égale le coût pour fournir ce KWh d'électricité (le coût différentiel). Lorsque le prix et le coût différentiel sont égaux, les utilisateurs reçoivent des

signaux de prix appropriés leur permettant d'ajuster leur consommation d'électricité pour atteindre un niveau optimal selon une perspective économique.¹

En plus de répartir les coûts des catégories parmi les usagers de façon juste et de stipuler des signaux de prix efficaces, la Commission croit raisonnable de s'attendre que la conception tarifaire fournisse à la compagnie le besoin en revenus réparti dans la catégorie. Elle reconnaît également l'opinion commune selon laquelle une bonne pratique de fixation des taux est en conformité avec les objectifs principaux présentés plus haut.

Le processus de conception tarifaire suppose la sélection d'une structure du taux de base et des valeurs de paramètres et de prix utilisées dans cette structure. De façon générale, les structures tarifaires plus complexes ont des besoins en information supérieurs et requièrent un appareil de mesure plus coûteux et complexe. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilise actuellement quatre types de taux de base :

1. Les taux d'énergie calculés au compteur, selon lesquels la consommation totale d'énergie est la seule quantité mesurée. Il s'agit de la forme la moins dispendieuse de mesure. Ce type de taux est utilisé pour tous les usagers résidentiels et les clients des petites institutions/petits commerces.
2. Les taux d'énergie et la demande de pointe non concordante calculés au compteur, selon lesquels la consommation totale d'énergie et le taux le plus élevé de consommation d'énergie (demande) sont calculés au cours de la période de facturation. Cette méthode requiert un appareil de mesure plus dispendieux que le simple compteur d'énergie et requiert l'enregistrement et le traitement de deux types de données. Ce type de taux est utilisé pour les clients des grandes institutions/grands commerces et les clients industriels.
3. Les taux calculés par intervalle au compteur, selon lesquels chaque mois est divisé en un grand nombre de petits intervalles de temps (de 5 à 15 minutes) et la

¹ Pour autant que le prix différentiel reflète les coûts plus généraux de la production et de la livraison d'électricité, les coûts et les bénéfices sociaux et environnementaux, par exemple, les signaux de prix permettent d'encourager les usagers à ajuster leur consommation dans le but d'atteindre des niveaux généralement plus optimaux.

consommation d'énergie pour chaque intervalle est enregistrée. Cet appareil de mesure est le plus dispendieux, en particulier parce qu'un grand nombre de données doit être entreposé et traité pour calculer la facture mensuelle. Les taux calculés par intervalle au compteur sont utilisés pour les usagers branchés directement au réseau de transport d'énergie électrique mais seuls les achats d'électricité en surplus et interruptible sont facturés en utilisant les données fournies par intervalle au compteur.

4. Les taux d'énergie non mesurés, selon lesquels la consommation et la demande d'énergie peuvent être prévues de façon précise et fiable par le biais d'une étude technique (les feux de circulation, par exemple). Dans cette situation, aucun paramètre d'utilisation n'est directement mesuré mais l'hypothèse fondamentale à l'étude technique doit être vérifiée lors de l'installation et selon un mode de révision tout au long de la durée d'utilisation.

Taux résidentiels

Taux actuel

La conception tarifaire actuelle pour la catégorie résidentielle est un prix tarifaire décroissant selon la tranche d'énergie, incluant des frais de service fixes. Quatre paramètres caractérisent ce prix tarifaire.

1. Le montant des frais de service. Il est actuellement de 17,74 \$ par période de facturation pour les clients urbains et de 19,44 \$ pour les clients ruraux et saisonniers.
2. La taille de la première tranche d'énergie. Elle est de 1 300 KWh par période de facturation. Il s'agit de la quantité maximale d'énergie qui sera facturée au prix plus élevé de la première tranche lors d'une période de facturation.
3. Le prix de la première tranche. Il est de 8,37 ¢ le KWh. Il s'agit du coût par kilowatt-heure qui est payé pour l'énergie de la première tranche.
4. Le reste ou le prix de la dernière tranche. Il est de 6,63 ¢ le KWh. Les usagers paient ce prix moins élevé pour l'utilisation d'énergie supérieure à la première tranche.

Tableau 1				
Illustration de la conception tarifaire actuelle appliquée aux petites et aux grandes factures mensuelles pour les clients urbains.				
<u>Question</u>	<u>Description</u>	<i>Unités</i>	<i>Valeurs</i>	
1	Saison de l'utilisation d'énergie	-	Été	Hiver
2	Consommation d'énergie mensuelle moyenne	KWh	750	3 100
3	Frais de service	\$ par mois	17,74 \$	17,74 \$
4	1 ^{ère} tranche d'énergie utilisée	KWh par mois	750	1 300
5	Coût de la 1 ^{ère} tranche d'énergie @ 8,37 ¢ le KWh	\$ par mois	62,78 \$	108,81 \$
6	Reste de l'énergie utilisée	KWh par mois	0	1 800
7	Coût du reste de l'énergie @ 6,63 ¢ le KWh	\$ par mois	0,00 \$	119,34 \$
8	Montant total de la facture (somme de 3, 5 et 7)	\$ par mois	80,52 \$	245,89 \$
9	Prix moyen de l'énergie	¢ le KWh	10,7	7,9

Le tableau 1 illustre l'application tarifaire sur deux factures : une facture moyenne en été (750 KWh) et une facture moyenne en hiver pour un client chauffant à l'électricité (3 100 KWh). La conception tarifaire actuelle, telle que démontrée dans le tableau 1, donne lieu à un prix moyen de 10,7 ¢ le KWh en été et à 7,9 ¢ le KWh pour un client chauffant à l'électricité en hiver, soit un rabais de 26 %.

Ce « rabais en raison du volume » est une caractéristique inhérente de la conception tarifaire existante que toutes les parties à l'audience ont jugée inappropriée. En plus de ne pas fournir les recettes suffisantes, les taux actuels permettent de facturer les gros clients à un coût différentiel pour l'électricité sensiblement moins élevé que les petits clients : 6,63 ¢ c. 8,37 ¢ le KWh. Ce qui soulève la question à savoir si l'un ou l'autre

prix correspond le mieux au coût différentiel de l'électricité et, le cas échéant, dans quelle circonstance. Les frais de service fixes, décrits par un intervenant comme étant parmi les plus élevés au Canada, contribuent au problème puisqu'ils représentent une plus grande proportion des frais des petits clients.

Taux approuvés

Le Conseil d'administration de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a adopté une politique visant un taux fixe résidentiel ² d'ici 2007 et un taux d'inclinaison par tranche d'énergie d'ici 2010³. Tous les intervenants ont appuyé l'objectif d'une structure tarifaire fixe pour les clients résidentiels. La Commission convient qu'un taux fixe et des frais de service appropriés permettent de mieux rencontrer les objectifs de conception visant à réduire les subsides intra-catégories et à fournir une meilleure information sur les coûts différentiels aux clients.

La Commission considère qu'un taux fixe immédiat exposerait les gros clients résidentiels à une augmentation appréciable des coûts. En conséquence, le 21 décembre 2005, elle a statué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait viser un taux fixe sur une période de trois ans. La conception tarifaire proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est conforme à cette décision. Bien que la Commission réaffirme que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne devrait pas viser un taux fixe dans l'immédiat, un examen approfondi et détaillé des preuves la porte à conclure qu'un mouvement plus rapide vers un taux fixe serait approprié à ce moment-ci.

Par conséquent, la Commission autorise un taux résidentiel pour lequel :

1. Les frais de service demeurent à 17,74 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels urbains, et à 19,44 \$ par période de facturation pour les clients résidentiels ruraux et saisonniers ;

² Un taux fixe consiste en un seul prix d'énergie par période de facturation pour l'énergie totale consommée pendant la période et peut inclure ou non des frais de service fixes.

³ Un taux d'inclinaison pour les deux tranches, par exemple, fixe le prix de la première tranche d'énergie en dessous du prix de la tranche du reste de l'énergie.

2. La taille de la première tranche d'énergie est établie à 1000 KWh par période de facturation ;
3. Le prix de la 1^{ère} tranche est établi à 9,2 ¢ le KWh ; et
4. Le reste ou le prix de la dernière tranche est établi à 8,6 ¢ le KWh.

Le tableau 2 illustre l'application tarifaire approuvée pour les deux mêmes factures présentées au taux actuel dans le tableau 1. Cette conception tarifaire donne lieu à un prix moyen de 11,6 ¢ le KWh pendant l'été et de 9,9 ¢ le KWh pour le client chauffant à l'électricité en hiver. Ces résultats représentent une augmentation de 8,4 % et de 25,3 % respectivement. Le « rabais en raison du volume » est réduit à 15 % avec le taux approuvé.

Tableau 2				
Illustration de la conception tarifaire approuvée				
appliquée aux petites et aux grandes factures mensuelles pour les clients urbains.				
<u>Question</u>	<u>Description</u>	<i>Unités</i>	<i>Valeurs</i>	
1	Saison de la consommation d'énergie	-	Été	Hiver
2	Consommation d'énergie mensuelle moyenne	KWh	750	3 100
3	Frais de service	\$ par mois	17,74 \$	17,74 \$
4	1 ^{ère} tranche d'énergie utilisée	KWh par mois	750	1 000
5	Coût de la 1 ^{ère} tranche d'énergie @ 9,2 ¢ le KWh	\$ par mois	69,00 \$	92,00 \$
6	Reste de l'énergie consommée	KWh par mois	0	2 100
7	Coût du reste de l'énergie @ 8,6 ¢ le KWh	\$ par mois	0,00 \$	180,60 \$
8	Montant total de la facture (somme de 3, 5 et 7)	\$ par mois	86,74 \$	290,34 \$
9	Prix moyen de l'énergie	¢ le KWh	11,6	9,4

10	Augmentation par rapport au taux actuel (Tableau 1)	%	7,7	18,1
----	---	---	-----	------

Motifs

Frais de service

L'étude portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire déposée à l'origine par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avait été préparée de façon coutumière et fondée sur une répartition des coûts selon trois catégories : l'énergie, la demande et la clientèle. La Commission a également entendu que la catégorie clientèle représentait une répartition des coûts liés et des coûts communs. Après avoir entendu les preuves sur la question, la Commission s'est dite préoccupée du fait que la répartition entre ces catégories était indûment subjective et qu'elle différait suffisamment de celles déposées auparavant pour exiger un examen approfondi avant d'autoriser cette répartition comme base de tarification. Par conséquent, dans sa décision du 21 décembre 2005, la Commission a ordonné que les répartitions des coûts utilisées pour la procédure de tarification actuelle soient les mêmes que celles autorisés dans sa décision du 15 avril 1992. La Commission a également statué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait examiner à nouveau son étude des coûts et déposer une analyse révisée au moment de la prochaine audience portant sur la tarification complète.

Les méthodes de répartition des coûts liés et des coûts communs ont été examinées, en détail, dans la partie de l'audience portant sur l'utilisation des poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB par une tierce partie. La preuve présentée dans cette question a clairement démontré qu'il existe un certain nombre de méthodes légitimes selon lesquelles les coûts liés et les coûts communs peuvent être répartis entre les usagers. Dans cette partie de l'audience, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a insisté que les coûts liés et communs devaient être partagés parmi tous les services qui engendrent ces coûts et elle a proposé plusieurs façons de le faire. Rogers Cable, le principal utilisateur des poteaux par une tierce partie en vertu du tarif, s'est dit d'accord pour couvrir une portion des coûts conjoints et des coûts liés mais a contesté la façon

proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour calculer à la fois le montant des coûts liés et des coûts communs et la portion de ces coûts devant être facturée aux tierces parties. Tel que noté ailleurs dans cette décision (p.16, *supra*), la Commission reconnaît et accepte le principe que tous les usagers devraient assumer une portion des coûts communs et liés engendrés pour assurer leur service.

L'analyse des taux résidentiels de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB indique des frais de service mensuels de 23,04 \$. Cette indication sert de base à la proposition de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'augmenter les frais de service pour les clients urbains et ruraux/saisonniers à 19,80 \$ et 21,70 \$, respectivement.

L'examen du chiffrer inclut dans l'appendice 4.6 révèle trois rangées de données ne figurant pas dans l'argument écrit. Cette information additionnelle est incluse à l'annexe F. Elle fournit le détail des trois utilisations d'électricité résidentielles prises en compte par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour développer sa répartition des coûts et sa conception tarifaire, soit : le chauffage électrique autonome, le chauffage à l'eau chaude et toutes les autres utilisations de l'électricité. Chacune de ces trois utilisations électriques requiert nécessairement des poteaux, des câbles de distribution, des servitudes et des transformateurs qui contribuent aux coûts liés et aux coûts communs attribués aux clients résidentiels. Chacune requiert également l'utilisation de prises de service et de compteurs pour les clients individuels. Par conséquent, la Commission se serait attendue à ce qu'une certaine portion des coûts liés et de coûts communs de service ainsi que des coûts directs de la clientèle aurait été assignée à ces utilisations dans l'étude de la répartition des coûts et de la conception tarifaire. Un tel traitement aurait été conforme à la preuve présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans la question de l'utilisation des poteaux par une tierce partie.⁴

⁴ L'assignation des coûts liés et communs ainsi que des coûts de service à la clientèle de façon égale entre les utilisations (1/3 chaque), en proportion de l'utilisation (43% au chauffage électrique, 20% au chauffage à l'eau chaude et 37% aux autres utilisations) ou en proportion des coûts pour le service autonome aurait été plus conforme à la démarche de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB quant à la répartition des coûts pour l'utilisation des poteaux par une tierce partie.

La colonne 8 de l'appendice 4.6 de l'annexe F indique clairement que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne prend pas la même position lorsqu'elle développe les indicateurs des coûts à des fins de tarification résidentielle. Dans ce cas, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affecte le plein montant des coûts liés et des coûts conjoints ainsi que des coûts de service à une seule catégorie d'utilisation, identifiée comme « Résidentiel - autres usagers ». Le chauffage électrique et le chauffage à l'eau chaude ne supportent aucun des coûts liés et des coûts communs identifiés comme nécessaire pour ces charges. Par conséquent, elle sous-estime les coûts pour les charges liés au chauffage électrique et au chauffage à l'eau chaude.

La démarche de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB quant à la répartition des coûts liés et des coûts communs dans la catégorie tarifaire résidentielle est clairement incompatible et en contradiction avec sa démarche quant à l'utilisation des poteaux par une tierce partie.⁵ Elle a pour effet de surestimer le coût récupéré dans les frais de service et la 1^{ère} tranche d'énergie, et de sous-estimer le coût qui devrait être récupéré dans la dernière tranche. Par conséquent, ceci étaye la thèse de VCSJ à l'effet que les frais de service actuels sont trop élevés et qu'ils ne devraient pas être augmentés davantage.

Pour ces raisons, la Commission n'autorise pas d'augmentation aux frais de service payés par les clients résidentiels. La méthode de répartition des coûts liés et des coûts communs ainsi que des coûts de service au client individuel sera révisée lors de la prochaine audience tarifaire.

Taille de la première tranche d'énergie

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a proposé une augmentation de la taille de sa 1^{ère} tranche d'énergie de 1 300 KWh à 1 400 KWh par période de facturation et cette proposition a été appuyée par EGNB. Ce faisant, la portion d'énergie facturée au taux plus élevé de la 1^{ère} tranche serait augmentée. Cela aurait également pour effet de

⁵ Si cette démarche était appliquée à l'utilisation des poteaux par une tierce partie, Rogers ne serait facturé que pour les coûts différentiels associés à son utilisation des poteaux, un résultat clairement inacceptable pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

réduire le nombre de petits clients bénéficiant du prix moins élevé de la dernière tranche et de conserver les bénéfices pour les plus gros clients résidentiels.

Lors de l'interrogatoire, la Commission a entendu que l'objectif ultime de la taille de la 1^{ère} tranche du taux d'inclinaison serait [TRADUCTION] « . . . entre 8[00] et 900 kilowatt-heures par mois... » (transcription, p.5 763). La Commission note que les données des 5 années de facturation présentées par Distribution et Service à la clientèle dans cette instance indiquent que la taille d'une 1^{ère} tranche de cette étendue aurait pour conséquence d'affecter environ la moitié des ventes d'énergie résidentielle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans la 1^{ère} tranche et l'autre moitié dans la dernière tranche.

La taille de 1 400 KWh pour la 1^{ère} tranche d'énergie proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait pour effet de placer 67 % des ventes d'énergie dans la 1^{ère} tranche et seulement 33 % dans la dernière tranche. La Commission comprend également qu'environ 63 % de la consommation résidentielle de l'électricité est utilisée pour le chauffage électrique et le chauffage à l'eau chaude et que les clients peuvent utiliser d'autres carburants à ces fins. Le 37 % restant de la consommation de l'électricité suffit à satisfaire les charges d'éclairage de base, de réfrigération et de pompe à eau. Il n'existe aucune source d'énergie de substitution pour ces fins. Ces faits suggèrent qu'une structure tarifaire basée sur 1^{ère} tranche plus petite que celle proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB favoriserait une équité intra-catégorie et des prix appropriés.

L'augmentation proposée pour la taille de la 1^{ère} tranche n'est pas approuvée pour ces raisons. La Commission ordonne que la taille de la première tranche d'énergie soit établie à 1000 KWh par période de facturation.

Prix de la première et de la dernière tranche

Après avoir déterminé que les frais de service devraient rester les mêmes et que la 1^{ère}

tranche d'énergie devrait être établie à 1 000 KWh par période de facturation, la Commission fixe les prix de la 1^{ère} tranche et de la dernière tranche sous réserve des facteurs suivants :

1. Les prix devraient être tels que le besoin en revenus approuvé peut être atteint dans les 12 mois de l'exercice de référence,
2. Des progrès devraient être effectués en vue d'éliminer le taux décroissant de la tranche,
3. Les subsides ou les suppléments aux usagers devraient être aussi minimes que possible, sous réserve de l'inquiétude d'un impact tarifaire.

La méthode utilisée pour fixer ces prix et évaluer l'impact sur la clientèle est présentée à l'annexe G. Le taux proposé aurait entraîné une augmentation des coûts variant entre 10,4 % et 19,8 % avec une augmentation médiane de 12 %. L'impact des changements approuvés aux taux résidentiels peut être résumé comme suit :

- Les petits clients qui consomment l'électricité de façon plus ou moins uniforme pendant l'année connaîtront les plus petites augmentations de facturation.
- Les gros clients dont la consommation varie de façon importante au cours de l'année connaîtront les plus grandes augmentations de facturation.
- Environ 70 % des clients connaîtront de plus petites augmentations selon le taux autorisé que selon le taux proposé. Le reste des clients, soit 30 %, connaîtra de plus grandes augmentations en fonction du taux autorisé qu'en fonction du taux proposé.

Le tableau 3 et la figure 1 présentent des données sommaires quant à l'augmentation des coûts que les clients connaîtront dans leur facturation mensuelle selon différentes consommations d'électricité.

Tableau 3		
Impact de l'augmentation tarifaire approuvée sur les factures mensuelles de différentes tailles		
Consommation de l'énergie mensuelle - KWh	Augmentation des coûts d'électricité - %	
	Urbain	Rural/Saisonnier
0	0,0 %	0,0 %
100	3,2 %	3,0 %
200	4,8 %	4,6 %
300	5,8 %	5,6 %
400	6,5 %	6,3 %
500	7,0 %	6,8 %
600	7,3 %	7,1 %
700	7,6 %	7,4 %
800	7,8 %	7,7 %
900	8,0 %	7,9 %
1 000	8,2 %	8,0 %
1 100	7,8 %	7,6 %
1 200	7,4 %	7,3 %
1 300	7,1 %	7,0 %
1 400	8,2 %	8,1 %
1 500	9,2 %	9,1 %
1 600	10,2 %	10,1 %
1 800	11,8 %	11,7 %
2 000	13,2 %	13,0 %
2 500	15,8 %	15,7 %
3 000	17,8 %	17,6 %
4 000	20,3 %	20,2 %
5 000	22,0 %	21,9 %

Impact de l'augmentation tarifaire sur les factures mensuelles des clients

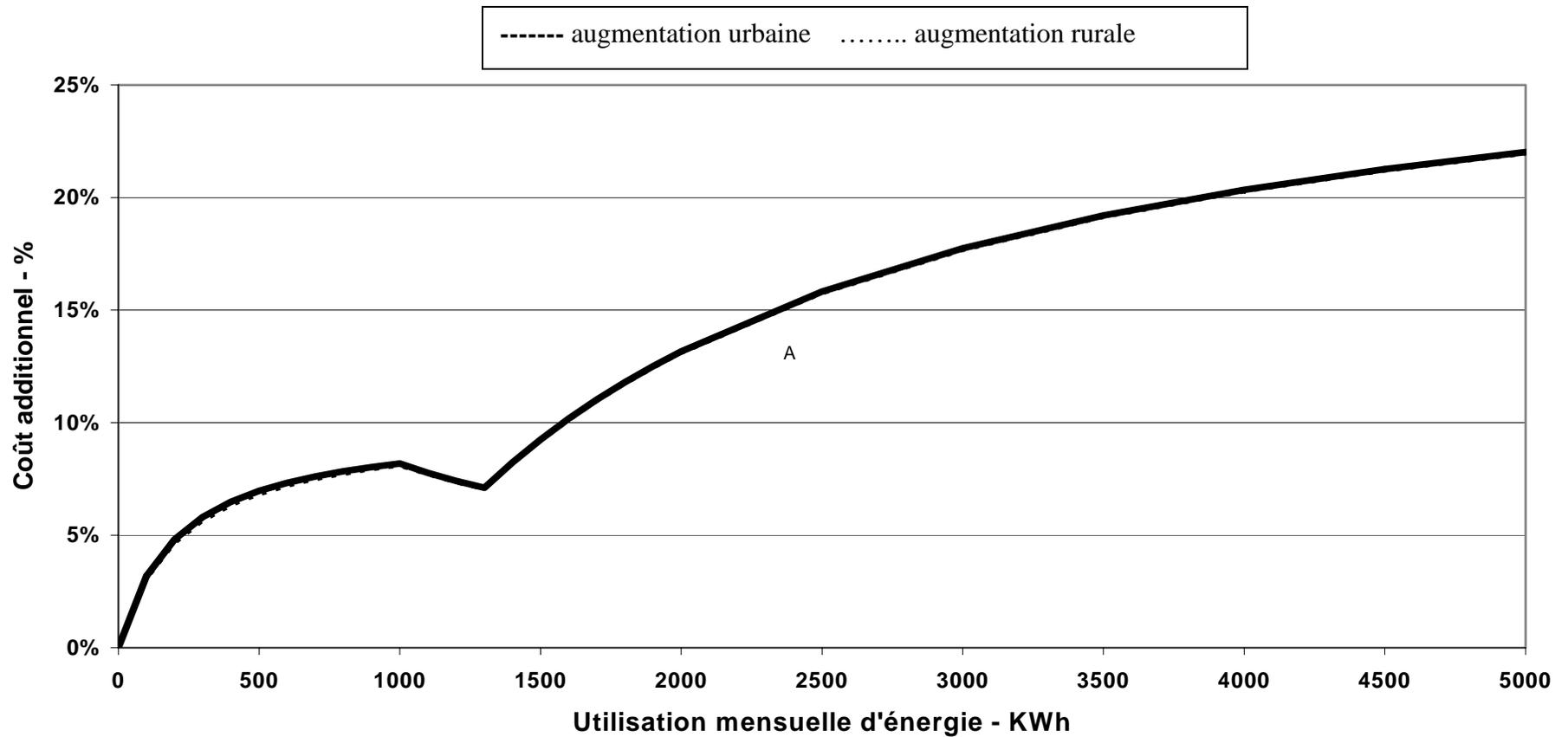


Figure 1 Augmentation des factures mensuelles résidentielles selon le taux approuvé

Taux des catégories Usage général I et Usage général II :

De l'avis unanime, les deux catégories Usage général I et Usage général II devraient se fusionner avec le temps. Dans sa décision de décembre, la Commission a soutenu : « *Une analyse préliminaire des données d'utilisation pour les clients des catégories Usage Général I et Usage général II indique qu'il existe une nette différence entre les deux catégories. La Commission juge approprié que les deux classes restent distinctes jusqu'à l'obtention de données additionnelles et d'une analyse plus poussée.* »

La Commission continue de croire qu'il est approprié, à ce moment-ci, de conserver deux catégories distinctes d'usage général. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mènera une étude qui fournira une information précieuse sur la meilleure façon de procéder.

Pendant ce temps, la Commission est d'avis que les structures tarifaires des deux catégories devraient être rapprochées. De plus, les structures devraient fournir de meilleurs signaux de prix et refléter davantage les facteurs sous-jacents motivant les prix. La Commission croit également qu'il n'est plus approprié de distinguer les deux catégories en fonction de l'utilisation de l'électricité comme seule source d'énergie.

Par conséquent, la Commission autorise les structures tarifaires présentées ci-dessous pour les catégories d'usage général. De plus, la Commission ordonne que tout client actuel ou tout nouveau client consommant de l'électricité pour des fins qui ne sont pas spécifiquement couvertes sous les catégories résidentielles, petites et grandes industries, éclairage de rue ou éclairage non mesuré puisse choisir entre les deux catégories d'usage général. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit également l'ordre d'informer tous les clients actuels des catégories Usage général de leur droit de passer de la catégorie Usage général I à Usage général II ou vice-versa.

Usage général IUsage général II

Frais de service	20 \$	20 \$
Frais de puissance		
1 ^{er} 20 KW	aucun frais	aucun frais
Reste	8,78 \$/KW	Le montant le moins élevé entre 5,15 \$/KW ou 0,02575 \$/KWh
Frais d'électricité		
1 ^{er} 5000 KWh	0,0825 \$/KWh	0,0900 \$/KWh
Reste	0,0725 \$/KWh	0,0825 \$/KWh

Catégorie des petites industries :

Le besoin en recettes autorisé par la Commission dans la catégorie des petites industries pour 2006/07 représente une augmentation de 3,55 % par rapport aux taux existants. La Commission n'a reçu aucune preuve que la structure tarifaire actuelle est inappropriée et, par conséquent, ordonne que l'augmentation soit répartie de façon égale. Par conséquent, la Commission autorise les taux suivants :

Frais de puissance : tous les kW	5,49 \$/KW
Frais d'électricité :	
1 ^{er} 100 KWh/KW	0,1059 \$/KWh
Reste des KWh	0,0498 \$/KWh

Catégorie des grandes industries :

Le besoin en recettes autorisé par la Commission pour 2006/07 dans la catégorie des grandes

industries représente une augmentation de 15,36 % par rapport aux taux existants. La Commission ne possède pas assez de preuves pour appuyer les changements différentiels aux composantes de la demande et de l'énergie du taux des grandes industries et, par conséquent, approuve les taux suivants, sous réserve des ajustements notés ci-dessous :

Frais de puissance : 11,85 \$ le KW de la puissance à facturer par mois.

Frais d'électricité : 4,35 ¢ le KWh pour tous les KWh par mois.

Ajustement pour l'apport des coûts fixes à partir des ventes d'électricité en surplus et interruptible

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB offre actuellement aux clients des grandes industries l'occasion d'acheter l'électricité en surplus ou interruptible à un prix qui couvre les coûts différentiels mais sans contribuer aux coûts fixes. Le 21 décembre 2005, la Commission a statué que :

- Le prix pour l'énergie en surplus et interruptible devrait apporter une certaine contribution aux coûts fixes ;
- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait soumettre une étude des questions et des coûts associés au prolongement de telles occasions aux autres catégories de clients, et
- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait soumettre une étude sur le montant maximal de l'énergie en surplus et interruptible disponible pour chaque client.

La Commission a entendu la preuve et l'argumentation relatives à l'ordre de grandeur approprié de la contribution aux coûts fixes pour les ventes d'énergie en surplus et interruptible. Les témoins de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se sont dit préoccupés qu'une contribution aux coûts fixes se ferait au détriment de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB puisque cette contribution pourrait inciter un transfert des clients de l'énergie en surplus et interruptible vers l'énergie garantie. L'intervenant public, M. Knecht, était moins certain qu'une petite contribution au capital inciterait les usagers à

abandonner le service en faveur de l'énergie garantie. Son étude de la preuve avait révélé que les frais actuels pour l'énergie en surplus et interruptible incluaient déjà une petite contribution de 1,40 \$ le MWh, ce que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a confirmé. M. Knecht a recommandé que les clients de l'énergie en surplus et interruptible effectuent une contribution totale aux coûts fixes de 3 \$ le MWh pour 2006\07.

La Commission confirme sa décision du 21 décembre 2005 et ordonne que les taux en surplus et interruptible de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB soient modifiés pour inclure une contribution additionnelle aux coûts fixes de 1,60 \$ le MWh. Cette contribution totale doit être portée au crédit de la catégorie de tarification au nom de laquelle les ventes sont effectuées. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de :

1. Calculer les recettes additionnelles résultant de cette ordonnance et ajuster vers le bas les besoins en revenus pour les catégories correspondantes à partir des valeurs présentées dans le tableau C,
2. Ajuster la demande approuvée et les prix de l'énergie en conséquence, et
3. Présenter les calculs et les ajustements à la Commission pour fins de revue et approbation.

Catégorie des ventes en gros :

Le besoin en revenus approuvé par la Commission dans la catégorie des ventes en gros pour 2006/07 représente une augmentation de 5,69 % par rapport aux taux existants. La Commission ne possède pas assez de preuves pour appuyer les changements différentiels à la catégorie des ventes en gros et, par conséquent, approuve les taux suivants, sous réserve des mêmes ajustements décrits plus haut :

Frais de puissance : 11,75 \$ le KW de la puissance à facturer par mois.

Frais d'électricité : 5,12 ¢ le KWh pour tous les KWh par mois.

Obligations des clients d'électricité en surplus et interruptible :

La Commission a également entendu que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et M. Knecht étaient préoccupés de ce que les clients d'électricité en surplus et interruptible soient enclins à transférer leur charge à un service d'énergie garantie en prévision de l'interruption pour la remise à neuf de la centrale d'énergie de Pointe Lepreau. Cette possibilité serait intéressante pour de tels clients puisque les contraintes de la capacité de production d'énergie pendant l'interruption devraient normalement entraîner :

1. Des augmentations notables dans la fréquence et la durée des interruptions de service sous ce taux, et
2. Des augmentations notables dans les coûts différentiels de l'énergie lorsque les installations de production plus coûteuses seront utilisées pour remplacer la capacité hors service.

La Commission s'inquiète du fait que les taux existants de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'offrent pas de protection suffisante pour ses clients du service d'énergie garantie. La capacité des clients d'électricité en surplus et interruptible de passer à un service d'énergie garantie en réponse à une contrainte de la capacité à court-terme telle l'interruption de service de Pointe Lepreau et revenir par la suite au service en surplus et interruptible une fois la remise à neuf complétée suscite un questionnement sur les bénéfices associés normalement avec de tels services. Par conséquent, la Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue une révision des dispositions de ses taux relatifs au service en surplus et interruptible pour s'assurer qu'ils offrent des bénéfices adéquats et appropriés et une protection aux clients du service d'énergie garantie.

Location des chauffe-eau :

Le besoin en revenus pour la location de chauffe-eau, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 16,66 % des recettes qui seraient perçues avec les taux

existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire ses taux de location de chauffe-eau de 16,66 %.

Taux d'éclairage non mesuré :

Le besoin en revenus pour l'éclairage des rues et l'éclairage non mesuré, tel qu'autorisé par la Commission pour 2006/07, représente une diminution de 10,05 % des recettes qui seraient perçues avec les taux existants. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de réduire les taux de ces services de 10,05 %.

Frais de raccordement :

La Commission autorise les frais de raccordement proposés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Date d'entrée en vigueur :

Tous les changements tarifaires approuvés par la Commission dans cette décision entreront en vigueur le 1er août 2006.

Questions de répartition des coûts :

La Commission, le 21 décembre 2005, a statué au sujet de la méthodologie devant être utilisée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la répartition de ses coûts selon les diverses catégories de clients. Le jugement figure dans cette décision à l'annexe D.

L'intervenant public a soulevé deux questions ayant trait à la méthodologie pour la répartition des coûts. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réparti les coûts pour les achats de turbines à combustion et l'achat d'énergie d'urgence dans les catégories de clients en fonction de la charge pour le chauffage d'hiver. M. Knecht a recommandé que ces

coûts soient répartis selon la demande de pointe ou selon la demande d'énergie pour le bénéfice de tous les clients.

La Commission considère que ces coûts devraient être partagés par toutes les catégories de clients mais ne demandera pas de modifications pour 2006/07 parce que le montant est peu élevé. La Commission ordonne que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dépose une étude lors de la prochaine demande tarifaire générale analysant laquelle des méthodes - la demande de pointe ou la demande d'énergie - s'avère la meilleure pour la répartition de ces coûts.

La seconde question soulevée par l'intervenant public portait sur le traitement du crédit sur les ventes à l'exportation. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilisait ce crédit pour réduire les coûts répartis dans les diverses catégories de clients. L'intervenant public est d'avis qu'il serait plus opportun d'utiliser ce crédit pour augmenter les recettes de chaque catégorie afin d'être conforme au traitement des revenus divers et pour améliorer les ratios revenu-coûts.

Les coûts totaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, tels qu'approuvés par la Commission, forment l'ensemble du besoin en revenus. L'existence d'un crédit sur les ventes à l'exportation réduit le montant des recettes devant être recouvrées à partir des clients résidant dans la province. Le montant de recettes devant être fourni par les clients de la province reste le même, que le crédit sur les ventes à l'exportation soit appliqué aux recettes ou aux coûts. Si le montant de recettes devant être recouvré à partir des clients de la province était réparti parmi les diverses catégories de clients, comme il se doit, la façon dont le crédit sur les ventes à l'exportation est appliqué importerait peu. Par conséquent, la Commission accepte la façon dont Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a appliqué le crédit sur les ventes à l'exportation dans l'étude sur la répartition des coûts.

5. COMMENTAIRES / RECOMMANDATIONS :

Coûts de l'audience :

M. Marois a soulevé la question de la réglementation des coûts et il a indiqué qu'il croyait à l'atteinte d'un équilibre entre le coût et les bénéfices de la réglementation. Il a estimé que les coûts directs de la procédure actuelle s'élèveraient à bien au-delà de 4 millions \$ et il a ajouté qu'il croyait que des coûts supplémentaires indirects seraient de plus grande importance. M. Marois a soutenu :

[TRADUCTION] *« il devrait y avoir un objectif visant à rendre le régime réglementaire aussi simple et efficient que possible afin de réduire les coûts directs et indirects et vraiment miser sur les bénéfices du régime. »*

Le président Nicholson a répondu à M. Marois ce qui suit.

« Je ne pourrais être plus d'accord avec vous, M. Marois. Je peux vous dire, toutefois, que lorsque le ministre qui était alors responsable d'Énergie NB a présenté la loi à la Chambre en 94/95, ou dans les environs, il a indiqué également qu'il nous en avait coûté 4 000 000 \$ pour comparaître devant la Commission. Par conséquent, nous avons instauré ce plafond de 3 pour cent pour éviter d'engager de si grandes dépenses. Je vous le demande, aurait-il été préférable de dépenser 4 000 000 \$ à tous les deux ans pour comparaître devant la Commission ou de subir les 314 000 000 \$ de pertes encourues au cours de cette période de 13 années ? »

M. Marois n'a pas répondu à la question. Le président Nicholson a continué et indiqué :

«... qu'au cours des trois audiences sur une augmentation tarifaire du début des années 90, le temps consacré a été diminué de moitié chaque fois. La dernière augmentation tarifaire générale de 93/94 a pris, je crois, quelque chose comme 12 jours d'audience. Je pourrais me tromper mais c'était quelque chose comme ça.

Nous devons tous suivre une courbe d'apprentissage. J'espère maintenant sincèrement qu'une fois cette audience terminée, vous vous présenterez à nouveau d'ici deux ou trois ans et que nous pourrons prendre appui sur ce que nous avons accompli ici, pour votre bénéfice et celui des usagers de la province du Nouveau-Brunswick. » (transcription, p. 3 924-5)

La Commission est très préoccupée des coûts de l'audience, tant en contraintes de temps pour toutes les parties qu'en dépenses monétaires. Le dossier de l'audience comprend 6 377 pages de transcription pour les 58 journées d'audience, 255 pièces et plus de 900 interrogatoires.

La Commission a identifié un certain nombre de facteurs qui ont affecté le coût et la complexité de l'audience. Ces facteurs incluent les 16 journées nécessaires à la conférence préparatoire à l'audience, pour entendre les requêtes et pour traiter des questions de confidentialité. La Commission a dû consacrer six journées pour entendre la preuve sur le taux de l'utilisation des poteaux par une tierce partie, puisque Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers ne pouvaient en arriver à une entente. Le revenu associé à cette question représente moins de 0,3 pour cent du besoin en revenus total de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La requête originelle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, en date du 31 mars 2005, demandait l'autorisation d'un supplément variable sur les carburants, un compte d'écart pour récupérer les coûts de carburant de façon rétroactive ainsi que l'autorisation de ses frais, de ses taux et de ses droits pour 2005/06. Lorsque la Commission a rejeté la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'autorisation d'un compte d'écart, la Corporation a demandé un ajournement et elle a par la suite déposé un amendement à sa demande. L'amendement de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB portait sur une demande d'approbation en vue de modifier les frais, les taux et les droits pour l'année 2006/07.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB demandait l'autorisation d'augmenter ses recettes totales de 11,4 %. Elle n'avait pas déposé de demande tarifaire générale auprès de la Commission depuis les 13 dernières années. La demande a suscité un grand intérêt et la preuve a été déposée au nom de la demanderesse, de 6 intervenants et du personnel de la Commission. La demande a été entendue en quatre étapes, soit :

1. La répartition des coûts et la conception tarifaire
2. La prévision de la charge sur un an
3. Le taux pour l'utilisation des poteaux par une tierce partie
4. Le besoin en revenus pour 2006/07

Les facteurs présentés plus haut ont tous contribué à la complexité et au coût de l'audience. La Commission est d'avis que si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présentait une demande tarifaire aux 2 ou 3 ans, un bon nombre de sujets étudiés dans la demande actuelle seraient traités de façon plus efficace. De plus, la Commission n'était pas satisfaite de la qualité de l'information fournie par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en appui de sa requête et elle lui a ordonné d'entreprendre un certain nombre d'études. La Commission croit qu'une information plus actuelle et de meilleure qualité pourrait aider à réduire la durée de l'audience lors de requêtes futures.

Le dossier financier de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour les années où la Corporation n'a pas comparu devant la Commission est révélateur. Une société fermée aurait effectué une demande auprès de la Commission pour des augmentations lui permettant de rester entière ou elle aurait été forcée de déclarer faillite. Le mandat de la Commission est de soupeser les intérêts du service public et des contribuables et de s'assurer que les taux soient justes et équitables. La Commission est d'avis que si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB adoptait une politique prévoyant une audience régulière devant la Commission et le dépôt d'une information complète et à jour, le temps et les coûts consacrés à la réglementation seraient réduits de façon importante.

Résultats d'exploitation d'Énergie NB de 1994 à 2005 :

Avant la présente audience, Énergie NB n'avait effectué aucune requête auprès de la Commission relative à une augmentation tarifaire depuis 1992. Cette requête portait sur la tarification pour l'année financière se terminant le 31 mars 1994 et elle était le sujet d'une décision rendue par la Commission en date du 23 avril 1993. Après cette décision, une limite a été imposée au droit de regard de la Commission. Un amendement à la loi a permis au service public de modifier ses taux et des droits, sans autorisation de la Commission, à condition que cette augmentation ne soit pas supérieure à trois pour cent ou à la différence procentuelle de la moyenne de l'indice des prix à la consommation du Nouveau-Brunswick. Cette limite a été confirmée par l'article 99 de la *Loi*.

Selon la preuve présentée au cours de l'audience, la Commission conclut qu'une telle limite est unique dans le domaine de la réglementation en Amérique du Nord. Énergie NB a augmenté ses taux et ses droits entre 1995 et 2005 sans présenter de demande à la Commission, grâce à cette limite. Au cours de cette période, le service public a également modifié un certain nombre de conventions comptables ; principalement en ce qui a trait aux conventions portant sur les comptes de réserve réglementaires approuvés par la Commission dans sa décision du 22 mai 1991. Les comptes de réserve avaient été établis pour atténuer l'impact des variations entre la production nucléaire et électrique et les ventes à l'exportation. Ces comptes de réserve, nommés « comptes pour les temps difficiles » lors de l'audience, se sont accumulés pendant un bon nombre d'années et ont été approuvés par la Commission. Leur solde s'élevait, au total, à plus de 169 millions \$. Ces comptes ont été fermés et le solde des comptes a été utilisé pour réduire les pertes encourues en 1994/95, 1995/96 et en 1996/97. Énergie NB a éliminé ces comptes sans demander l'autorisation de cette Commission.

La Commission est d'avis qu'une demande d'Énergie NB relative à une augmentation des taux et des droits et présentée dans les délais prescrits aurait permis d'éviter le déclin financier du service public pendant la période en question. Le 31 mars 1993, Énergie NB

possédait des avoirs sous forme de bénéfices non répartis d'une valeur de 409 millions \$. Le 31 mars 2005, le service public faisait état d'un déficit de l'ordre de 192 millions \$, ce qui représente une réduction de 601 millions \$.

Le président a discuté de cette question avec Mme MacFarlane :

[TRADUCTION] « *Et la question était « Indiquez le montant perdu de façon cumulative par Énergie NB de 1993 à 2004. Et la réponse était essentiellement qu'il y avait une perte nette de 595 000 000 \$, incluant les 450 millions \$ radiés pour la centrale de production de Pointe Lepreau ? »»*

Mme MacFarlane « *C'est exact* ». (transcription p. 3 912)

De plus, Mme MacFarlane a indiqué que l'élimination des comptes différés réglementaires ont entraîné une réduction des pertes d'exploitation déclarées de 169 millions \$. La Commission a accumulé les résultats rapportés par Énergie NB et les changements apportés aux comptes réglementaires différés et ces données sont présentées à l'annexe E.

Examen des politiques et de la législation

Une importante question soulevée tout au long de l'audience cherchait à déterminer si les résultats de la restructuration étaient conformes aux intentions de la politique gouvernementale et à l'objet de la *Loi*. La Commission comprend que les résultats de la restructuration dépendent de façon critique des détails de sa mise en œuvre et que de tels détails ne peuvent pas et ne devraient pas être inclus dans les exposés de principe généraux et la loi habilitante. C'est ce qui rend encore plus important le fait que les résultats soient évalués par rapport aux objectifs de la politique et à l'objet de la *Loi*.

Le contexte de la politique de la *Loi* figure dans le Livre blanc sur la politique énergétique du Nouveau-Brunswick (le Livre blanc), adopté par le cabinet en décembre 2000. C'est la facilitation d'un marché concurrentiel de l'électricité qui a incité la restructuration et le Livre

blanc présente la justification de la mise sur pied d'un marché concurrentiel à l'échelon du gros (Livre blanc, version anglaise, p.14) :

1. Un accès amélioré au marché de la Nouvelle-Angleterre pour les ventes à l'exportation en électricité qui aurait, c'est ce qu'on pensait alors, entraîné des prix en électricité moins élevés pour les clients de la province.⁶
2. Le maintien d'un avantage financier sur l'électricité des producteurs et des exportateurs du Nouveau-Brunswick vis-à-vis leurs concurrents de la Nouvelle-Angleterre, ce qui était censé être occasionné par « des taux du service public de l'État fondés sur les coûts inférieurs au marché du Nord-Est »;
3. S'assurer que « . . . les principaux investissements de capitaux sont soumis à un test de marché et . . . permettre au marché d'alimenter des décisions à l'égard du besoin en réseaux de production additionnels et de stratégies pour réduire les coûts de production. »
4. Tenir « . . . les investisseurs et non les clients, . . . [responsables] . . . des mauvaises décisions d'investissement. »

⁶ L'impact des revenus des ventes à l'exportation sur les taux à l'intérieur de la province a été estimé de façon variée :

1. « Sans ces ventes à l'extérieur de la province, les prix de l'électricité du Nouveau-Brunswick seraient supérieurs d'environ 10 %. » ; (Livre blanc sur la politique énergétique du Nouveau-Brunswick, déc. 2000, section 3.1.3.1, version anglaise, p. 14) ;
2. « . . . lui ont permis de maintenir des taux assez bas pour les clients de la province. » , (Rapport annuel 2000/2001 Énergie NB, Discussion et analyse de gestion, p.30) ;
3. [TRADUCTION] « Les taux des usagers du Nouveau-Brunswick sont jusqu'à 15 pour cent moins élevés qu'ils le seraient si Énergie NB n'avait pas la possibilité des bénéfices à l'exportation. », Plan des ressources intégrées d'Énergie NB, oct. 2001, Section 2.3)
4. [TRADUCTION] « L'exportation contribue à une réduction des taux d'environ 10 à 15 pour cent. », (Audience sur les taux de transmission à accès libre, le 19 nov. 2002, Transcription p. 239) ;
5. « Les marges de profit sur les ventes d'exportation sont de beaucoup inférieures à celles indiquées à l'origine, et qu'à présent, en raison de l'incertitude à propos du prix et de la disponibilité d'Orimulsion^{MD}, elles sont encore davantage réduites. La marge potentielle est insuffisante, en elle-même et par elle-même, pour qu'il soit dans l'intérêt public de permettre à Énergie NB de poursuivre la tenue des réservations MEPCO. » (Décision sur les TTAL, le 14 avril 2004, p.13).

Il est généralement accepté que les ventes d'exportation peuvent entraîner des taux moindres pour les clients de la province, si les revenus des ventes à l'exportation excèdent les coûts marginaux de l'énergie vendue *et* que la capacité de production pour l'exportation est requise pour la charge des clients de la province à un moment donné pendant l'année. Les écarts entre les estimations présentées plus haut sont partiellement imputables à l'utilisation des quantités et des prix d'exportation possibles c. l'utilisation des quantités et des prix d'exportation historiques et partiellement imputables au désaccord et/ou à l'incertitude du calcul des coûts marginaux de l'énergie exportée.

5. S'assurer « . . . que les bas prix d'électricité du Nouveau-Brunswick sont maintenus pour le bénéfice des clients existants. »

La Commission a développé une connaissance suffisante de la politique énergétique, de la Loi et des arrangements déterminés à cet égard pour présenter les observations suivantes.

L'état du « marché » de l'électricité

La Commission conclut que :

1. Les conditions requises présentées dans le Livre blanc pour un marché concurrentiel n'ont pas été réunies parce que : ^{7,8}

⁷ « La théorie économique et l'expérience récente permettent de supposer qu'il faut au minimum environ cinq entreprises de taille égale pour obtenir un marché relativement concurrentiel. ⁷ De plus, la part maximale de marché de l'un ou l'autre des fournisseurs ne doit généralement pas excéder 35 %. ⁸ À vrai dire, ***pour établir un marché relativement concurrentiel à l'intérieur du Nouveau-Brunswick, il faudrait fractionner le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État ou accroître substantiellement les interconnexions de transport d'énergie de la province avec les marchés voisins*** de manière à offrir un accès supérieur au Nouveau-Brunswick. » ⁹ [*c'est nous qui soulignons*] (Livre blanc, version anglaise, p.16).

⁸ « ... ***chacune des cinq conditions suivantes*** devrait être respectée pour obtenir un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick :

- (1) ***Une ORT*** doit être créée ***pour inclure le Nouveau-Brunswick, New York, la Nouvelle-Angleterre et Québec*** et cette ORT doit réduire les couches de taux de transmission additionnelles pour chaque système de transmission passant entre le producteur et le client d'utilisation finale) ;
- (2) ***La production et la transmission d'électricité sont séparées***, chacune étant constituée selon une structure ORT, et exploitée de façon autonome ;
- (3) ***Une deuxième ligne de transport de 345 kV assurant la liaison avec la Nouvelle-Angleterre*** est créée pour augmenter l'intégration du Nouveau-Brunswick dans le plus grand marché d'électricité du Nord-Est.
- (4) ***Les droits et les contrats entre les producteurs autonomes et la société d'électricité d'État pour le projet Courtenay Bay*** sont ***cédés à une compagnie de distribution ou les contrats sont restructurés pour permettre à ces ressources de participer comme fournisseurs concurrentiels au sein du plus grand marché d'électricité du Nord-Est*** ;
- (5) Si toutes les unités de production électrique et à combustible fossile du Nouveau-Brunswick sont la propriété d'une seule partie, alors ***les ressources électriques ne doivent pas fixer les prix*** et certaines ***restrictions doivent être imposées afin d'empêcher le propriétaire de ces unités électriques de les utiliser pour retenir physiquement l'énergie. De plus, le marché serait plus facilement concurrentiel et moins volatile si la compétition était limitée aux contrats bilatéraux et que la société d'électricité d'État devait desservir la charge de son client de distribution par le biais d'un contrat d'admissibilité.*** [*c'est nous qui soulignons*] (Livre blanc, version anglaise, p.16).

- a. Le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État n'a pas été fractionné.
 - b. Les interconnexions de transmission de la province avec les marchés voisins n'ont pas été améliorées de manière significative et aucune étude n'a été effectuée pour appuyer la notion que la 2^e ligne de transport assurant une liaison avec la Nouvelle-Angleterre sera suffisante pour permettre un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick.⁹
 - c. Une organisation de transmission régionale (ORT) n'a pas été créée.
 - d. Les contrats avec les producteurs autonomes n'ont pas été acheminés aux sociétés de distribution et ils n'ont pas été restructurés pour allouer les ressources permettant d'être en concurrence dans le marché du Nouveau-Brunswick.
 - e. La vraisemblance que des sociétés de transmission et de production puissent agir de façon indépendante est remise en question en raison de leur Conseil d'administration commun.
2. La structure des ententes d'achat d'énergie électrique confère « un avantage concurrentiel inhérent pour les nouveaux venus »¹⁰ chez Production Énergie NB avec l'exigence que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte de tous les coûts fixes de Production Énergie NB.
3. Le régime de réglementation actuel ne protège pas de façon adéquate les intérêts des usagers d'électricité du Nouveau-Brunswick, en l'absence d'un marché concurrentiel.¹¹ Les commissions ont normalement le pouvoir d'enquêter sur les

⁹ « Il n'existe aucune étude permettant de déterminer particulièrement si le 400 MW est suffisant pour constituer la fondation d'un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick... » (Pièce A-107)

¹⁰ « Le fait qu'on pourrait percevoir que la société d'électricité d'État jouit d'un avantage concurrentiel inhérent par rapport aux nouveaux arrivants est un aspect qui peut présenter un obstacle à l'entrée au sein du marché de l'énergie de gros... **Le gouvernement provincial examinera la question de l'établissement de règles du jeu équitables pour la société d'électricité d'État et les autres participants du marché au cours des deux prochaines années, et il s'assurera que ces règles ne gêneront pas l'apparition d'un marché de gros concurrentiel.** » [souligné dans la version originelle] (Livre blanc, version anglaise, p.18)

plaintes des clients des monopoles réglementés et d'ordonner les mesures qui s'imposent. Cette Commission possède un tel pouvoir en ce qui a trait aux services publics de distribution du gaz naturel et de transmission électrique qu'elle réglemente. Un pouvoir semblable ne lui a pas été accordé pour ce qui est de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et la Commission ne peut initier une révision tarifaire malgré une claire intention politique.¹²

4. Le mécanisme utilisé pour traiter les coûts dits échoués présente un obstacle non nécessaire au développement des marchés.¹³ La *Loi* laisse à la seule discrétion de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB la décision de tenir une audience sur les coûts dits échoués. La Commission est incapable d'ordonner une telle audience et les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peuvent initier une audience sans faire part de leur intention de quitter le service standardisé. Les clients ne peuvent déterminer de façon raisonnable s'ils peuvent ou non quitter le service standardisé sans connaître les implications de leur départ sur les coûts dits échoués et ils ne peuvent savoir ce que seront ces coûts à moins d'obtenir une audience. Il s'agit clairement d'un obstacle important et non nécessaire au développement des marchés.

En théorie, la restructuration mise en œuvre par suite de la *Loi* a créé un marché de contrat bilatéral, selon lequel les clients des grandes industries et de la vente en gros peuvent

¹¹ « Pour assurer un transfert de telles épargnes à leur clientèle, le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à soumettre leurs taux et tous leurs contrats de longue durée à la Commission. Cette dernière pourra amorcer une enquête sur ces taux ou contrats de longue durée à la suite d'une plainte d'un usager ou de son propre chef. » (Livre blanc, version anglaise, p.28)

¹² « Pour assurer un transfert de telles épargnes à leur clientèle, le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à soumettre leurs taux et tous leurs contrats de longue durée à la Commission. Cette dernière pourra amorcer une enquête sur ces taux ou contrats de longue durée à la suite d'une plainte d'un usager ou de son propre chef. » (Livre blanc, version anglaise, p.28)

¹³ « Par conséquent, **le gouvernement provincial adoptera une règle prévoyant un financement par l'usager en vue du recouvrement des coûts non amortis associés à l'implantation de la concurrence aux paliers de gros et de détail et à la production autonome d'énergie, chaque fois que c'est possible et d'une manière à ne pas entraver inutilement l'essor d'un marché dynamique de gros et de détail.** » [Souligné dans la version originelle] (Livre blanc, version anglaise, p.29)

compter sur les arrangements contractuels pour l’approvisionnement en électricité et Production Énergie NB n’est pas obligée de construire de centrales d’énergie additionnelles selon l’obligation de desservir. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les services publics de distribution municipaux demeurent obligés de desservir les charges dans leur zone de rayonnement. Toute électricité additionnelle requise par une telle croissance de la charge de distribution doit être achetée dans un marché de contrat bilatéral concurrentiel.

En fait, Production Énergie NB est un fournisseur non réglementé en électricité qui détient un monopole au Nouveau-Brunswick. Le monopole a été pour ainsi dire complété lorsque les contrats avec les producteurs autonomes ont été cédés à Production Énergie NB plutôt qu’à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. De plus, tel que mentionné ci-dessous, les coûts en immobilisation de Production Énergie NB ont été entièrement cédés et payés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB suite à l’acquisition des ententes d’achat d’énergie mais Production Énergie NB conserve les droits d’une bonne partie de l’électricité de ces actifs. Production Énergie NB peut faire une offre sur cette énergie auprès de n’importe quel marché en développement à un prix bien en-deçà de celui de ses concurrents, qui doivent recouvrir leurs coûts fixes dans les contrats d’approvisionnement. Peu importe le bien-fondé de ces arrangements, ils constituent un avantage à l’égard des frais pour Production Énergie NB, ce qui contredit l’intention du gouvernement d’appliquer un principe de « règles du jeu équitables » entre Production Énergie NB et les nouveaux venus sur le marché.

Application du principe de règles du jeu équitables

La Commission ne trouve aucun fondement dans la loi ou dans la politique justifiant sa considération de la notion de « règles du jeu équitables » entre différentes sources d’énergie pour fixer les taux d’électricité.

Au cours de l’audience, certains participants ont mentionné l’intention du gouvernement provincial d’instituer une politique de « règles du jeu équitables » entre les compagnies qui fournissent divers types de sources d’énergie pouvant être utilisées aux mêmes fins. Par

exemple, les besoins en chauffage électrique et en chauffage domestique à l'eau chaude peuvent être comblés en utilisant de l'électricité ou du mazout dans la plupart des régions du Nouveau-Brunswick et certains résidents peuvent utiliser le gaz naturel pour les mêmes fins. Certains participants ont suggéré que le but de la politique d'énergie de la province était de créer des « règles du jeu équitables » entre les fournisseurs de ces produits.

La Commission note que le Livre blanc contient des sections déterminées en relation avec les marchés pour le gaz naturel (3.2.2.2. Établissement d'un marché de détail concurrentiel, version anglaise, p. 34 ; 3.2.4. Sélection des combustibles axée sur le marché, version anglaise, p.36) et le mazout (3.3.2.2. Mazout domestique, version anglaise, p.42). Aucune de ces sections n'identifie de « règles du jeu équitables » étudiant la pertinence de l'électricité, même si elles traitent de questions pour lesquelles la fixation des prix de l'électricité s'avère particulièrement pertinente.

Dans le paragraphe « 3.1.3.4. Établissement de règles du jeu équitables », le Livre blanc indique clairement que le gouvernement s'inquiétait particulièrement que le service public d'État titulaire puisse raisonnablement concurrencer avec les nouveaux venus du marché de l'électricité à l'échelon du gros (Livre blanc, version anglaise, p.18) :

« Le fait qu'on pourrait percevoir que la société d'électricité d'État jouit d'un avantage concurrentiel inhérent par rapport aux nouveaux arrivants est un aspect qui peut présenter un obstacle à l'entrée au sein du marché de l'énergie de gros ... **Le gouvernement provincial examinera la question de l'établissement de règles du jeu équitables pour la société d'électricité d'État et les autres participants du marché au cours des deux prochaines années, et il s'assurera que ces règles ne gêneront pas l'apparition d'un marché de gros concurrentiel.** » [souligné dans la version originelle]

La seule référence aux « règles du jeu équitables » dans le Livre blanc se trouve dans cette section et dans des conclusions finales subséquentes ayant trait à cette section. L'inquiétude porte sur les avantages inhérents de Production Énergie NB vis-à-vis les producteurs du

marché à but lucratif. Ces avantages incluent « une exemption du revenu de société et de l'impôt sur le capital des gouvernements provincial et fédéral, une exemption de certains impôts fonciers et de toutes les taxes d'utilisation des eaux, ainsi qu'une dette garantie par la province. » Une note en bas de page indique qu'il s'agit d'un avantage à l'égard des frais de 10 % à 20 %. Cette préoccupation a été traitée dans l'article 37 de la *Loi*, qui stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses compagnies affiliées effectuent des paiements en remplacement d'impôts dont elles auraient dû s'acquitter si elles avaient été des sociétés privées.

Ententes d'achat d'énergie et contrats avec les producteurs autonomes

Introduction

Une partie de l'audience a été consacrée à la nature des ententes d'achat d'énergie qui régissent l'approvisionnement et les coûts de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Il existe deux types d'ententes de ce genre :

1. Les ententes entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation (Production Énergie NB, COLESONCO, et Énergie nucléaire NB) ; et
2. Celles entre Production Énergie NB et divers producteurs autonomes du Nouveau-Brunswick.

Les ententes d'achat d'énergie entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation représentent la plus grande portion des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'exercice de référence, soit plus de 1 milliard de dollars. La Commission aurait normalement étudié les hypothèses, les pratiques et les décisions expliquant de tels coûts pour déterminer s'ils avaient été engagés de façon prudente et raisonnable. Parce que ces transactions sont effectuées entre des filiales d'exploitation réglementées et non réglementées, elles occasionnent un fardeau pour les contribuables de la compagnie réglementée qui ne devraient assumer ces coûts. L'article 156 de la *Loi* a expressément empêché la Commission d'effectuer une telle étude.

Un examen exhaustif de la nature et de la disposition des achats d'énergie et des arrangements en matière d'approvisionnement entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, ses filiales d'exploitation et les producteurs autonomes n'a pas été effectué au cours de l'audience. La preuve entendue a identifié certains sujets de préoccupation que la Commission a l'intention de traiter lors de la prochaine audience, lorsque l'article 156 ne s'appliquera plus.

Il existe trois ententes d'achat d'énergie entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses filiales d'exploitation, soit :

1. L'entente à façon avec COLESONCO.
2. L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB.
3. L'entente de transmission avec Production Énergie NB.

Ces trois ententes comptent à elles seules pour 1,028 milliards de dollars (environ 80 %) des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Bien que ces ententes précisent les coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, il n'existe aucun mécanisme en place pour s'assurer qu'elles reflètent de façon raisonnable les coûts réels de ces filiales. Ceci ne poserait pas de problème si ces compagnies étaient assujetties à des forces de marché concurrentielles et qu'elles étaient raisonnablement influencées par ces dernières, tel que le Livre blanc l'avait clairement anticipé. Dans ce cas, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les autres participants du marché auraient été en mesure de « magasiner » pour les meilleurs services et le meilleur prix offerts par plusieurs fournisseurs potentiels (ou du moins par un bon nombre d'entre eux), et il aurait été raisonnable de s'attendre à ce qu'une telle compétition donne lieu à des coûts justes pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Dans l'absence d'une concurrence, il est raisonnable de s'attendre à ce que cette Commission soit responsable de réviser et de réglementer les coûts des fournisseurs

de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Il s'agissait de la position de la plupart des intervenants au cours de l'audience et de la preuve présentée par les experts des intervenants publics.

Malheureusement pour les contribuables néo-brunswickois, la Commission n'a aucun pouvoir de réglementer Production Énergie NB ou d'ordonner à Production Énergie NB de déposer l'information pertinente sur les coûts dans un contexte d'une audience tarifaire. Le fait de ne pouvoir forcer la présentation de preuve était au cœur d'une question importante lors de cette audience.

Contrats avec les producteurs autonomes

Les contrats avec les producteurs autonomes sont des contrats prévoyant l'approvisionnement en électricité et en énergie par des producteurs autonomes. Tel que noté plus haut, le Livre blanc anticipait que ces contrats seraient attribués à une compagnie de distribution après la restructuration. En fait, il s'agissait d'une des cinq conditions identifiées comme étant nécessaire au développement d'un marché.

La Commission comprend que ces contrats comprennent des dispositions coutumières et raisonnables de confidentialité. Ces dispositions requièrent normalement que les parties préservent la confidentialité du contrat à moins qu'une autorité compétente n'en ordonne la divulgation. Si les contrats avec les producteurs autonomes avaient été confiés à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, la Commission aurait pu en ordonner le dépôt à titre confidentiel pour confirmer (ou réfuter) la vraisemblance des estimations des coûts du carburant pour le gaz naturel, qui contribuent de façon importante aux frais généraux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour l'exercice de référence.

Parce que ces contrats ont été confiés à Production Énergie NB, la Commission ne pouvait en ordonner le dépôt, et seule Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pouvait demander à Production Énergie NB de présenter ces contrats pour cette

audience. La Commission comprend que cette demande a été effectuée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, que Production Énergie NB a demandé la permission aux producteurs autonomes de déposer ces documents à titre confidentiel, et que cette permission a été accordée.

Cette question est connexe à la demande tarifaire parce que toute l'énergie et l'électricité inhérentes aux contrats avec les producteurs autonomes ont été cédées à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu des ententes de transmission sur l'achat d'énergie. L'entente de transmission nécessite que la consommation en carburant de toutes les installations soit estimée selon l'hypothèse de modélisation qui préconise que toutes les installations des producteurs autonomes soient affectées sous réserve de fiabilité impérative, sans égard à leur ordre de mérite économique¹⁴, ou au fait qu'elles représentent des avoirs hydroélectriques, de coproduction ou de producteur commerçant.¹⁵

Si une centrale de production autonome modélisée à fiabilité impérative était, en fait, affectée selon un ordre de mérite, le volume de carburant et les estimations de coûts employés pour appuyer la demande tarifaire seraient trop élevés, et la Commission réduirait le besoin en revenus pour l'exercice de référence. Par contre, si toutes les centrales de production autonome étaient désignées par contrat à fiabilité impérative, la Commission s'intéresserait à l'ampleur et à la répartition des coûts associés à ces engagements et à la vraisemblance de telles ententes.

¹⁴ Dans le cours normal des choses, les unités de production ayant les coûts variables les moins élevés sont affectées en premier, suivies d'une succession de centrales ayant des coûts de carburant progressivement plus élevés, jusqu'à ce que la demande soit satisfaite. Cette façon de faire mène à des coûts d'énergie d'ensemble les plus bas, et les centrales qui utilisent des carburants à coûts élevés, comme le gaz naturel ou du mazout léger à l'extérieur du réseau (arrêt d'exploitation) ne sont utilisées que lors des températures les plus froides, ce qui coïncide avec le moment de la demande la plus élevée. ***Le fait de désigner une centrale à fiabilité impérative*** signifie qu'elle doit opérer sans égard au fait que des sources d'énergie moins dispendieuses sont disponibles, et ***entraîne des coûts d'électricité plus élevés qu'il en serait d'autre part.***

¹⁵ La différence entre les avoirs de coproduction et du producteur commerçant peut être importante dans ce contexte, une coproduction ou une centrale thermique et électrique est conçue pour fournir à la fois de l'électricité et de la chaleur et peut procurer des bénéfices environnementaux ce faisant. Un producteur commerçant ne fournit normalement que de l'électricité. Une attribution à fiabilité impérative ***peut*** constituer une condition légitime d'un contrat en matière d'approvisionnement avec un coproducteur, pour lequel une affectation pourrait interrompre le processus de production et entraîner des coûts additionnels. Lorsqu'un coproducteur demande un tel contrat, il serait raisonnable de s'attendre à une réduction correspondante des frais généraux de l'électricité en comparaison avec un producteur commerçant, pour lequel une capacité séparée et des paiements de l'énergie sont normalement suffisants.

La Commission a demandé de voir les contrats avec les producteurs autonomes pour confirmer que le libellé appuyait l'hypothèse de modélisation. Le témoignage des témoins pendant l'interrogatoire a indiqué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'inquiétait du fait que la répartition selon l'ordre de mérite entraînerait des préjudices financiers aux producteurs autonomes. Cette inquiétude tranche avec la preuve présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui sépare clairement le coût de la capacité (29,8 millions \$) et le coût du carburant (95,3 millions \$) pour les centrales alimentées au gaz naturel (Pièce A-95, p.12). La capacité et les coûts du carburant quantifiés séparément dans la pièce A-95 semblent indiquer que les contrats sous-jacents prévoient des paiements séparés pour la capacité et pour le carburant. De tels paiements séparés pourraient et devraient protéger les intérêts financiers des producteurs autonomes, en permettant de couvrir les coûts d'investissement (incluant les profits) dans le paiement pour la capacité, et en utilisant le paiement pour le carburant pour couvrir les coûts variables qui surviennent uniquement lors de l'affectation de la centrale.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé des documents confidentiels indiquant que les coûts de carburant seraient considérablement moindres si des unités de gaz naturel étaient affectées selon un ordre de mérite économique. Le bénéfice net de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans cette circonstance se traduirait en économies d'un montant imposant.

Ventes à l'exportation

La Commission note qu'une conséquence de l'attribution à fiabilité impérative de la capacité d'un producteur autonome, et par conséquent de l'imputation de frais plus élevés aux usagers du Nouveau-Brunswick, est que la capacité la moins dispendieuse déplacée par les ressources du producteur autonome est disponible pour concurrencer sur le marché à l'exportation. Parce que cette capacité peut être évaluée à un coût moindre que la capacité du producteur autonome sur le marché de l'exportation, il est raisonnable de croire qu'un plus grand volume de ventes à l'exportation (MWH) en résulte. Il est également possible que des

recettes provenant de l'exportation soient plus élevées, selon les conditions du marché et les contraintes de transmission.

Le produit des ventes à l'exportation est « partagé » entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB, tel qu'indiqué dans les ententes de transmission sur l'énergie électrique. La quote-part annuelle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est établie comme un crédit limité brut de tierce partie, sur une base prospective de 5 ans, et Production Énergie NB est « à risques » des variations annuelles se situant dans les limites du montant établi à $\pm 20\%$. Ce qui signifie que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit le montant établi pour autant que les produits se situent dans les 20 pour cent de ce montant. Si les recettes nettes de l'exportation diminuent à plus de 20 % en dessous de la valeur établie, la « quote-part » de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est réduite ; si les recettes nettes s'avèrent plus élevées que prévu, soit une valeur supérieure à 20 %, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit la moitié du montant supérieur à 120 % de la valeur établie.

Il est important de noter que l'entente de transmission requiert que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'acquitte des coûts fixes associés aux avoirs de Production Énergie NB. Ce qui veut dire que les risques financiers à long terme associés à la propriété des avoirs de production sont acceptés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients. À court et à moyen terme, une certaine portion de ces risques sera transférée à nouveau à Production Énergie NB par le biais du crédit limité brut de tierce partie. Tout compte fait, les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB courent plus de risques associés à la production à long terme que les propriétaires/les investisseurs. Ce qui tranche grandement avec l'intention de la politique du Livre blanc, qui proposait que « . . . les investisseurs et non les clients, . . . [soient responsable] . . . des mauvaises décisions d'investissement. »

De plus, comme Distribution et Service à la clientèle Énergie NB accepte ce risque, qui est normalement le plus important d'un producteur, il est raisonnable de s'attendre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB obtienne une plus grande part des bénéfices

d'exportation que Production Énergie NB. Au vu des dispositions des ententes d'achat d'énergie relatives aux bénéfices d'exportation entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB, il semble que Production Énergie NB soit avantagée.

Assurance

Les ententes d'achat d'énergie obligent Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO (producteurs) de souscrire à une assurance pour couvrir les coûts de remplacement de leurs installations, et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, par le biais des ententes d'achat d'énergie, doit s'acquitter du coût des primes. Les ententes d'achat d'énergie ne semblent pas exiger que les producteurs couvrent le manque à gagner dans le cas où les prestations provenant des réclamations d'assurance ne sont pas suffisantes pour permettre toutes les réparations nécessaires. Il semble, par conséquent, que les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB acceptent les risques qui auraient dû être acceptés par les investisseurs des usines de production, tel que prévu dans le Livre blanc. Si les producteurs omettent de s'assurer que la couverture est suffisante et que le coût de la reconstruction est raisonnable, ce sont les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui porteront le fardeau entier du manque à gagner.

Coûts associés aux améliorations environnementales

Les coûts associés aux améliorations environnementales sont limités à une estimation ferme des coûts. Si les coûts actuels se situent en deçà de l'estimation ferme, les économies seront partagées de façon égale entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et le producteur. Cette situation peut être perçue comme une incitation pour que le producteur gère le projet afin de minimiser les coûts.

Malheureusement, cet arrangement encourage également le producteur à surestimer les coûts de l'amélioration en préparant l'estimation ferme. S'il peut établir l'estimation ferme à un niveau plus élevé que le coût probable de l'amélioration, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB accepte le risque du dépassement des coûts jusqu'au niveau de l'estimation ferme. Si le projet se passe bien et que le coût se situe en dessous de l'estimation ferme, le

producteur conserve la moitié des « épargnes ». Si le projet rencontre des difficultés, l'estimation ferme élevée protège le producteur aux frais des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La mesure de protection principale qui empêcherait normalement un tel abus est l'indépendance de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB. Si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB était indépendante, on pourrait s'attendre à ce qu'elle consentît tous les efforts raisonnables pour s'assurer que l'estimation ferme est en fait une estimation juste des coûts du projet. Malheureusement, le témoignage de cette audience a clairement établi que la haute direction de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est prête à sacrifier les intérêts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB au nom des intérêts collectifs de ses filiales d'exploitation.¹⁶ La Commission est préoccupée du fait que des adaptations semblables seraient effectuées pour Production Énergie NB à l'égard des estimations fermes, au détriment des contribuables.

L'entente à façon avec Coleson Cove Corporation

*Ajustement du coût thermique*¹⁷

L'appendice 2.9.4 prévoit l'établissement d'un ajustement mensuel sur le prix payé pour l'électricité provenant des génératrices des centrales. Cet ajustement équivaut de façon

¹⁶ Question :

[TRADUCTION] « Alors, comme vice-président responsable de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, vous ne vous êtes pas opposé [au changement apporté aux ajustements du débit d'électricité] ? Ou vous n'avez pas considéré les bénéfices que vos clients pourraient en retirer ? Vous n'avez pas – vous ne vous y êtes pas opposé du tout ? »

Réponse :

« Et bien, comme je l'ai dit, si je n'avais pas été sûr que le changement dans la méthodologie était la bonne chose à faire, je m'y serais définitivement opposé. Mais je ne vais pas m'opposer à quelque chose parce qu'il en résulterait des coûts plus élevés. Mon critère est le bon sens et c'est la bonne chose à faire. » (transcription, p. 4507).

¹⁷ « Le coût thermique » est le terme utilisé pour définir la quantité de carburant consommée par une centrale d'énergie pour produire une unité d'électricité. Les unités coutumières sont des *BTU par KWh*. Le coût thermique est multiplié par le prix du carburant (*en \$ par BTU*) pour déterminer le coût du carburant pour une centrale en particulier.

numérique à la différence entre la consommation cible du carburant et la consommation actuelle du carburant, multiplié par le coût du mazout lourd.

La consommation cible du carburant est le produit de la puissance actuelle nette de sortie de la génératrice et d'un taux cible de chauffage, qui peut varier d'un mois à l'autre, selon la charge placée sur la génératrice. Le coût du mazout lourd est défini comme le prix du mazout lourd dans le port de New York, en dollars US le baril plus 1,00 dollar US¹⁸. Cette somme est divisée par 6,3 pour convertir le dollar US le baril à un dollar US par million de BTU.¹⁹ Le prix du port de New York est basé sur les valeurs rapportées dans le *Platt's Oilgram U.S. Marketscan*. Si cet index n'est plus publié, le comité d'exploitation doit déterminer une mesure de remplacement appropriée et (*Appendice 2.9.4 – Page i*) [TRADUCTION] « . . . lorsqu'il est nécessaire d'apporter des ajustements additionnels à la définition du coût du mazout lourd, incluant les montants témoignant des coûts de transportation. . . »

L'effet net de l'ajustement du coût thermique est de récompenser le producteur pour avoir dépassé le coût thermique cible et de le pénaliser pour ne pas avoir atteint la cible. La Commission considère cet ajustement raisonnable en principe, mais s'inquiète du fait que sa vraisemblance globale dépende des faits déterminés de la question. À cet égard, la Commission est préoccupée du fait que :

1. Le mécanisme d'ajustement du prix ne semble pas refléter le coût actuel du fuel-oil résiduaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qui est acheté au moins une année à l'avance ;
2. La preuve à l'appui du supplément de 1,00 \$ devrait être étudiée pour en déterminer la vraisemblance ;

¹⁸ Le 1,00 dollar US témoigne probablement des coûts de transport additionnels en plus de la livraison au port de New York.

¹⁹ Conforme à la valeur de 6,287 million BTU par baril utilisée par le US Energy Information Administration pour le fuel-oil résiduaire.

3. Le coût thermique cible établit la norme en vertu de laquelle la performance est comparée, et les intérêts de COLESONCO et de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se contredisent à cet égard. Il est donc extrêmement important que ces deux compagnies agissent comme entités indépendantes lorsqu'elles en négocient la valeur ;
4. Le comité d'exploitation semble jouir d'un pouvoir considérable pour ajuster la source du coût du mazout lourd lorsque le rapport Platt's ne sera plus publié, et (peut-être involontairement) d'aucun pouvoir de l'ajuster dans l'absence de cette éventualité ; et
5. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a le droit de demander, d'étudier et d'obtenir les résultats des tests de coût thermique des unités de production, mais ne l'a pas fait depuis l'importante remise à neuf.

Efficacité de l'appareil

L'article 2.6 prévoit une réduction calculée au prorata dans les paiements de capacité durant les mois d'hiver (janvier, février et mars) alors que la disponibilité²⁰ des producteurs d'unité descend au-dessous de 95 %, et durant la période estivale (juin, juillet et août) alors que la disponibilité des producteurs d'unité descend au-dessous de 85 %. De tels ajustements sont inversés si la moyenne de trois mois pour la disponibilité d'une unité est supérieure à l'objectif.

La Commission s'inquiète que la « compensation » versée à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour une insuffisance de disponibilité pendant la période de pointe des mois d'hiver, c'est-à-dire une réduction dans son paiement de capacité, puisse être réduite ou éliminée en raison d'un « surplus » de disponibilité durant les mois ne correspondant pas à la période de pointe. Tel que l'illustre le tableau 1, le prix du marché de l'électricité varie en substance pendant les mois d'hiver.

²⁰ Une génératrice est *disponible* si l'opérateur système *peut* l'affecter pour combler la charge, peu importe qu'elle soit effectivement affectée ou non. La *disponibilité* est définie dans l'entente à façon comme le ratio de l'énergie produite si elle avait été affectée à sa capacité *déclarée* chaque heure d'un mois, divisé par l'énergie produite si elle avait été affectée à sa capacité *souscrite*.

Tableau 1		
Prix du marché de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre à Keswick (Nouveau-Brunswick) pour les mois d'hiver de 2004/05 et 2005/06		
mois	prix moyen mensuel – dollars US le MWh	
	2004/05	2005/06
novembre	45,14 \$	64,88 \$
décembre	51,98 \$	91,50 \$
janvier	61,30 \$	63,37 \$
février	49,42 \$	60,80 \$
mars	56,35 \$	59,16 \$

Cette grande variation des prix d'énergie en hiver, et le fait que des prix plus élevés sont traditionnellement associés avec les périodes de temps très froid, rendent la disponibilité de l'unité pendant la période de pointe encore plus précieuse que pendant les mois sans période de pointe pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La disposition portant sur la performance ne semble pas refléter cette réalité de façon adéquate.

Entente de transmission avec Production Énergie NB

Allocation d'énergie et allocation de surplus

Selon l'entente de transmission, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit s'acquitter de tous les frais fixes de Production Énergie NB par le biais d'un paiement de capacité. Elle ne peut réduire ses paiements qu'en diminuant sa capacité désignée. La capacité désignée est établie au départ à 2425,1 MW, ce qui représente l'ensemble de la capacité de production de la charge de base possédée en propre ou sous contrat par Production Énergie NB et/ou COLESONCO.²¹ Un total de 1258,4 MW de capacité de pointe

²¹ Cette quantité n'inclut pas la capacité attribuable à la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, qui est couverte par une entente d'achat d'énergie séparée. Elle exclut également l'unité 4 de Courtenay Bay, une turbine à vapeur de 97,7 MW alimentée au fuel-oil résiduaire. Cette unité est créditée à la capacité de pointe.

est également attribué à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, et ce montant varie au pro rata de la capacité désignée. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peut ajuster la quantité de la capacité de pointe achetée de Production Énergie NB, sans égard à la quantité de la capacité de production de la charge de base qu'elle achète.

L'allocation d'énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (Section 3.1.2) est limitée à 56,5 % de la production, à supposer que les actifs de la charge de base fonctionnent pleinement chaque heure de l'année. Il s'agit d'un montant considérablement moins élevé que la capacité de production de 85 %, normalement attendue d'une bonne gestion des actifs de production de la charge de base. La différence entre une capacité de production raisonnablement normale et le droit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est l'équivalent d'une capacité de production de quelque 690 MW payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mais que Production Énergie NB est libre de vendre sur le marché libre.

Le coût variable de ce surplus d'énergie pour Production Énergie NB correspond simplement au coût différentiel du carburant et de l'entretien. Les coûts fixes de cette énergie pour Production Énergie NB correspondent à la marge de crédit brute de la tierce partie payée à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Elle est établie à 69,4 millions \$ pour l'exercice de référence, ce qui équivaut à 8 377 \$ *le MW-mois*.²² La Commission note que l'appendice 1.1.17, à la page ii de l'entente de transmission indique que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paie 9 166,67 \$ *le MW-mois* à Production Énergie NB pour la capacité désignée pendant l'exercice de référence. En vertu des arrangements actuels, par conséquent, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est obligée de vendre sa capacité à Production Énergie NB à un prix inférieur à celui demandé par Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la même capacité.

²² 69,4 millions \$ répartis en 12 mois équivalent à 5,78 million \$ par mois. En divisant 5,78 millions \$ par mois par 690 MW, on obtient le prix payé par Production Énergie NB pour la capacité, soit 8 377 \$ *le MW-mois*.

La Commission s'attendrait normalement à ce que de telles transactions s'effectuent au même prix. Parce qu'il n'en est rien, les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB semblent subventionner Production Énergie NB pour un montant de 6,5 millions \$ pour l'exercice de référence.

Le prix payé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'endroit de Production Énergie NB est censé augmenter de 9166,67 \$ le MW-mois à 10 416,67 \$ le MW-mois à la fin de l'année financière se terminant le 31 mars 2008, ce qui équivaut à une augmentation de 13,6 %, et rester le même pendant les 8 années subséquentes. Le prix payé par Production Énergie NB Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (la marge de crédit brute de la tierce partie) est censé augmenter de 0,3 % pour l'année financière se terminant le 31 mars 2008. Il chute ensuite de 72 % l'année suivante²³, possiblement en raison de l'interruption pour la remise à neuf de la centrale de Pointe Lepreau, et :

« En octobre 2008, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB doivent fixer une marge de crédit brute de la tierce partie pour chacune des 5 années financières commençant le 1er avril 2009... »

Tel que noté plus haut, la Commission s'inquiète que ces modalités ne respectent pas suffisamment l'intention de la politique gouvernementale telle qu'indiquée dans le Livre blanc et dans la *Loi*. Elles font porter le fardeau des risques par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB alors qu'une simple lecture du Livre blanc semble suggérer que ce fardeau soit assumé par Production Énergie NB. Elles semblent également subventionner la participation de Production Énergie NB au marché en développement. Ce qui fait pencher fortement la balance des « règles du jeu » en faveur de Production Énergie NB vis-à-vis les autres participants potentiels du marché et vient complètement contredire la politique gouvernementale.

²³ ANNÉE FINANCIÈRE 2007/08, 69,6 millions \$; ANNÉE FINANCIÈRE 2008/09, 19,4 millions \$. (Appendice 6.3, Entente de transmission d'achat d'énergie)

La Commission note également que les paiements effectués par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à Production Énergie NB sont ajustés à la hausse de façon annuelle pour compenser l'inflation générale, mais qu'aucun de ces ajustements n'est effectué pour les paiements de Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Un tel traitement asymétrique est contre-indiqué.

Amélioration du facteur de charge

Une compagnie de capital bien gérée devrait normalement chercher à perfectionner le facteur de charge pour améliorer les taux d'utilisation des actifs. Elle obtiendrait ce résultat en effectuant des démarches pour réduire la demande de pointe, ou la cadence de l'augmentation de la demande de pointe, soit en conservant ou en augmentant le volume des ventes. Les dispositions à l'égard de la répartition de l'énergie dans l'entente de transmission découragent de telles pratiques de bonne gestion.

Par exemple, si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB réduisait sa demande de pointe tout en conservant un niveau constant de ses ventes d'énergie grâce au déplacement de la charge à des taux horaires²⁴, il serait raisonnable de s'attendre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ses clients bénéficient de cette réduction de la demande en réduisant la sélection de capacité en vertu de l'entente d'achat d'énergie.

Malheureusement, la répartition de l'énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est proportionnelle à sa sélection de capacité. Réduire sa sélection équivaldrait à réduire sa répartition d'énergie, ce qui aurait pour effet de la forcer à accéder « au marché » pour se procurer l'écart entre son besoin énergétique constant et la répartition prévue par la nouvelle sélection. Tel qu'indiqué plus haut, Production Énergie NB domine clairement « le marché », et il en résulterait probablement que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB paierait le prix de la Nouvelle-Angleterre à Production Énergie NB pour l'écart

²⁴ Dans ce contexte, le Livre blanc précise : « Les taux horaires d'électricité seront présentés dans le but d'informer les clients des coûts réels de la consommation et de leur fournir des signaux de prix leur permettant de prendre des décisions économiques fondées sur l'efficacité énergétique et afin de contrôler leurs coûts en énergie. » (Livre blanc, version anglaise, p.vi).

d'énergie. Il est généralement prévu de ce prix serait plus élevé que les coûts structureaux de l'énergie prévus dans les ententes d'achat d'énergie, réduisant ainsi l'incitation de Distribution et Service à la clientèle et ses clients à améliorer le facteur de charge, ce qui a pour effet de transférer les bénéfices de telles améliorations à Production Énergie NB.

Une telle désincitation de l'utilisation des avoirs n'est pas dans le meilleur intérêt des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ou de l'actionnaire à long terme. Cette situation serait également incompatible avec la direction établie dans le Livre blanc du gouvernement.

Ajustement des bénéfices d'achat pour les tierces parties

Cette partie de l'entente décrète que Production Énergie NB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doivent partager de façon égale toute épargne obtenue en procurant de l'électricité à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB par l'entremise d'une tierce partie à un prix moins élevé que celui établi dans l'entente de transmission. Ce qui n'est pas clair, c'est comment le développement d'un marché robuste sera desservi en ayant un fournisseur dominant (Production Énergie NB) qui agit comme agent ou courtier pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB afin d'obtenir l'énergie des autres participants au marché. Il semble plutôt que les concurrents potentiels de Production Énergie NB préféreraient vendre directement à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Tout compte fait, il semble qu'il serait également préférable, du moins pour les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de supprimer « l'intermédiaire » et d'acheter directement du fournisseur le moins cher.

L'entente de transmission ne semble pas faciliter cette option. Elle semble plutôt être un obstacle au développement d'un marché concurrentiel en favorisant la participation active du Producteur titulaire et dominant comme agent de la plus grande entreprise répondant à la charge du marché. D'autre part, selon toute vraisemblance, les prix d'électricité seront plus élevés que nécessaire pour les clients du Nouveau-Brunswick. L'entente semble offrir à

Production Énergie NB une certaine protection contre les forces du marché concurrentiel, ce qui pourrait s'avérer un bénéfice limité pour les actionnaires.

Faiblesse des ententes d'achat d'énergie de Pointe Lepreau

L'entente d'achat d'énergie électrique de Pointe Lepreau spécifie qu'elle doit fournir 4 240 GWh par année avant sa remise à neuf et 4 500 GWh par après. Dans l'éventualité où la production ne peut répondre à l'objectif, Production Énergie NB est tenu de combler l'écart entre l'objectif et la production réelle. En échange, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est tenue de payer une prime pour cette compensation en énergie de façon à ce que le prix total payé pour l'énergie équivaut à ce qui aurait été payé si Production Énergie NB avait atteint l'objectif. Cette situation est inquiétante pour deux raisons.

Le premier problème, et le plus évident en ce qui a trait à l'arrangement, c'est qu'il exonère la partie production d'Énergie NB de toute responsabilité lorsque les objectifs de production ne sont pas atteints. Le fait de ne pas atteindre les objectifs de production à Pointe Lepreau pourrait être imputable à une situation malchanceuse ou à une mauvaise gestion. Dans un cas ou l'autre, les recettes d'Énergie nucléaire NB seront réduites en proportion de l'écart, et les recettes de Production Énergie NB seront augmentées du même montant, les deux compagnies n'étant pas affectées. Bien que Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB soient des « personnes » séparées au sens de la loi, elles demeurent également des compagnies intimement affiliées avec le même conseil d'administration, le même président, et le même propriétaire/investisseur. Ensemble, elles ne sont pas pénalisées pour un manque à gagner dans la production qui pourrait être normalement imputable à une mauvaise gestion. La Commission trouve difficile de composer avec les intentions politiques du gouvernement et sa propre appréciation d'une bonne pratique réglementaire et entrepreneuriale.

Le second problème et (peut-être) le moins évident en ce qui a trait à l'arrangement, c'est que les ententes d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB et Production Énergie NB font état de bases de prix différentes. L'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB a été structurée de façon à permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de payer

un prix simple, en \$ par MWh, pour l'énergie fournie. Ce prix inclut clairement une compensation pour les coûts fixes et variables. L'entente d'achat d'énergie avec Production Énergie NB prévoit une séparation entre les paiements de capacité et les paiements d'énergie, et le paiement de capacité est conçu pour recouvrir tous les coûts fixes de Production Énergie NB. Dans l'éventualité d'un manque à gagner par Énergie nucléaire NB, Production Énergie NB suppléerait à la situation en utilisant la capacité déjà payée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB tout en demandant un prix incluant une provision pour la capacité, ce qui aurait pour effet de gonfler la facture pour la capacité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

À l'origine, il y avait apparemment la notion que, en vertu de son obligation de compenser l'énergie, Production Énergie NB se privait d'une occasion de vendre cette énergie sur le marché, et on croyait que le prix de l'énergie d'Énergie nucléaire NB constituerait un montant de remplacement raisonnable pour le prix du marché. Dans cette notion, l'hypothèse implicite est qu'en réalité Production Énergie NB serait capable de vendre toute l'énergie de compensation sur le marché pendant que le manque à gagner est comblé.

Pour vérifier cette hypothèse, la Commission a noté que Production Énergie NB a rapporté des ventes à l'exportation de 305 GWH pour les mois de juillet et de août 2005. La livraison sur le seul lien direct au gros marché de la Nouvelle-Angleterre, la ligne de transport MEPCo, était de 266 GWH, soit 26 % de la puissance nominale de cette ligne pour la période. La Nouvelle-Angleterre a connu sa charge de pointe pour 2005 durant l'heure se terminant à 15 h H.A.E, le 27 juillet. Pendant cette heure, la ligne de transport MEPCo a acheminé 238 MW. Elle peut normalement en transporter 700 MW. Ces faits semblent indiquer que les questions de transmission n'ont pas empêché Production Énergie NB de vendre l'énergie de surplus sur le marché de la Nouvelle-Angleterre pendant ces mois.

La Commission note également que, si Énergie nucléaire avait été incapable de fournir l'énergie durant les 2 mois d'été de 2005, Production Énergie NB aurait été invitée à fournir à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB les quelques 937 GWH d'énergie manquants. Dans ce cas, Production Énergie NB n'aurait eu à se priver que de 305 GWH de

ventes à l'exportation, tout au plus, soit le montant qu'elle était en réalité en mesure d'exporter, et non les 937 GWH prévus dans l'entente d'achat d'énergie.

À en juger, les conditions de l'attribution des coûts pour le manque à gagner de Pointe Lepreau semblent être incompatibles avec les objectifs d'intérêt public et soulèvent des doutes raisonnables sur un traitement injuste des clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Paiement de capacité

Le paiement de capacité mensuel est présenté dans l'appendice 1.1.17. Il indique que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait payer 8 333,33 \$ le MW-mois au cours de l'année financière 2004/05. Ce montant a augmenté de 416,67 \$ pour l'année financière 2005/06 et d'un montant additionnel de 416,67 \$ pour l'exercice financier de référence 2006/07. Pour l'année financière 2007/08, ce montant devrait être également augmenté de 1 250 \$, soit une augmentation totale de 25 % sur trois ans. Il devra par la suite demeurer relativement constant jusqu'à l'exercice financier de 2017, alors qu'il sera réduit d'environ 1 pour cent par année jusqu'à 2030. La Commission a entendu la justification de la variation dans les paiements de capacité, notamment dans le but permettre à Production Énergie NB de bénéficier du rendement requis pendant la durée des ententes. La base du calcul du paiement de capacité n'est pas illustrée et, par conséquent, sa vraisemblance ne peut être évaluée. De plus, la formule pour les ajustements liés à l'IPC n'est pas explicite et, par conséquent, difficile à rationaliser.

Questions légales et législatives :

Introduction :

La demande d'autorisation de revenus et de taux pour l'exercice de référence 2006/07 présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est la première audience de ce genre tenue par la Commission en vertu de la *Loi*. La *Loi* a été proclamée le 1^{er} octobre 2004, mis à part les articles 5 et 80 et les paragraphes 99(2) et 99(3), les articles 156 et 157 et

l'alinéa 175(1)(b). De ces dispositions, l'article 156 a une portée majeure et matérielle sur cette décision. La requête a été effectuée en vertu de la partie IV de la *Loi*.

L'article 156 figure à la partie V de la *Loi* sous l'intitulé « dispositions transitoires » et a été proclamé le 9 mai 2005. L'article 80 figure à la partie IV de la *Loi* et a été proclamé le 13 octobre 2005. L'article 156 stipule qu'aux fins de la première audience de la Commission en vertu de la partie V, les actifs transférés aux diverses filiales de Holdco, incluant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, avant l'entrée en vigueur de l'article, sont réputés avoir été acquis de façon prudente et utilisés pour les opérations de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. De plus, l'article 156 stipule que toute dépense engendrée par les divers contrats de service conclus notamment par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avant l'entrée en vigueur de l'article sont réputés nécessaires à la fourniture de ces services.

Il s'agit normalement de questions étudiées par Commission lors d'une demande représentative d'autorisation tarifaire et de revenus. Le délai dans la proclamation de l'article 156 a permis à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de conclure des négociations liées à un bon nombre de contrats de service avec les filiales d'exploitation et d'en empêcher un examen détaillé. Si l'article 156 avait été proclamé au même moment que les autres parties de la *Loi*, ces contrats de service auraient été l'objet d'un examen par la Commission au cours de cette audience.

Avant de clore les représentations, la Commission a demandé à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et aux intervenants de commenter un bon nombre de questions dans leurs conclusions finales. De plus, dans sa conclusion finale, l'IP a soulevé une question légale pour la première fois.

Article 156 :

En ce qui concerne l'article 156, la Commission a sollicité des commentaires sur l'impact de l'article pour toute requête soumise à la Commission suivant la divulgation de la présente

décision. Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a présenté une argumentation imposante alléguant que cette section est périmée et qu'elle n'aura plus de force exécutoire à la conclusion de la présente audience. L'IP et le CME ont souscrit à cette position. EGNB, bien qu'indiquant n'avoir aucun commentaire sur l'effet de l'article 156 pour les audiences subséquentes, a enjoint qu'une telle décision devrait être reportée à la prochaine audience puisque ce n'est qu'à ce moment qu'elle deviendra une question substantielle. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a accepté que cet article soit périmé à la conclusion de la présente audience mais a allégué que l'article aurait un impact légal résiduel sur les audiences subséquentes. Essentiellement, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait valoir que pour toutes les audiences subséquentes les valeurs d'actif et les dépenses jugées prudentes et nécessaires en vertu de l'article 156 ont force exécutoire auprès de la Commission. Ce qui veut dire que la Commission ne peut revenir à des révisions prudentes et normales au cours de telles audiences subséquentes parce que la *Loi*, par l'intermédiaire des dispositions déterminatives de l'article 156, a empêché la tenue de telles révisions à moins d'un changement matériel dans les actifs ou les contrats.

La Commission partage l'analyse du New Brunswick Municipal Electric Utility Association et elle est d'avis que l'article 156 est périmé et qu'il ne possède aucune force exécutoire à l'égard de l'application de la présente décision.

La Commission rejette l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que l'article 156 a un impact résiduel en raison des dispositions déterminatives. Sa position ne prend pas en compte le préambule de l'article qui stipule clairement que l'article s'applique « *aux fins de la première audience de la Commission...* ». Ces mots s'appliquent à l'ensemble de la disposition et il n'existe aucun libellé ou déduction nécessaire dans cette section qui suggère que ces dispositions auront un impact sur les audiences subséquentes. La Commission note que l'article 156 figure dans la partie V de la *Loi* sous l'intitulé « dispositions transitoires ». Conformément aux règles modernes d'interprétation des lois qui stipulent qu'une disposition législative doit être étudiée dans le contexte du texte législative dans son ensemble, la Commission juge que l'inclusion de l'article 156 dans la partie de cette *Loi* vient appuyer sa conclusion.

Frais de sortie :

Un certain nombre de participants a soulevé la question des frais payables à un service public de distribution municipal ou encore celle d'un client industriel qui quitte le service standardisé. De tels frais portent généralement le nom de « frais de sortie » et sont traités dans les articles 78 et 79 de la *Loi*. La Commission se préoccupe du fait que le développement d'un marché d'électricité, tel qu'envisagé dans la *Loi*, sera invalidé si de tels clients devaient remettre un avis pour quitter le service standardisé de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avant de pouvoir déterminer de façon absolue les frais de sortie dont ils doivent s'acquitter. Les frais de sortie sont payables lorsqu'un tel client quitte le service standardisé, lorsqu'il réduit son engagement au service standardisé en achetant de l'énergie d'une tierce partie ou lorsqu'il fournit lui-même une partie de ses besoins en énergie.

La Commission a demandé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les intervenants se penchent sur cette question dans leurs conclusions finales. Essentiellement, il existe deux interprétations pouvant s'appliquer aux articles 78 et 79. En premier lieu, ces deux articles doivent être lus de façon conjonctive, c'est-à-dire qu'ils doivent être lus ensemble de telle manière qu'un avis formel de quitter le service standardisé est exigé avant de comparaître devant la Commission pour que la Commission puisse déterminer les frais de sortie. En second lieu, l'avis formel stipulé dans la section 78 établit une marche à suivre distincte des dispositions de l'article 79. L'article 79 peut être invoqué pour que la Commission détermine les frais de sortie sans avoir à remettre l'avis officiel stipulé à l'article 78, ce qui veut dire que les sections doivent être interprétées séparément.

L'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, bien que n'ayant pas participé activement à l'audience, a jugé que cette question était très importante au développement du marché de l'énergie. Après avoir reçu l'information à l'effet que la Commission souhaitait traiter de cette question au cours de l'audience, il a demandé l'autorisation à la Commission de

présenter ses observations sur cette question et en a obtenu la permission avec l'assentiment des participants.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a allégué que les deux interprétations devaient s'appliquer aux articles. EGNB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB étaient de l'avis que les deux dispositions doivent être lues disjonctivement. Ce qui signifie qu'il est clair que l'intention de la *Loi* au sujet de l'avis stipulé à l'article 78 n'est pas d'établir une condition préalable pour qu'un client puisse invoquer l'article 79. L'article 79 permet à la Commission de déterminer des frais de sortie pour permettre au client d'obtenir l'information essentielle à l'égard des coûts avant de décider de quitter ou de réduire le service standardisé.

L'Exploitant du réseau Nouveau-Brunswick s'est rallié à EGNB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que les articles puissent être lus séparément mais a allégué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se trompait quand elle affirmait qu'il n'y a que deux interprétations possibles qui s'appliquent à ces articles.

Divers participants ont suggéré, à la lumière de l'ambiguïté de l'interprétation des articles, que la Commission étudie les dispositions dans le contexte entier de la *Loi* dont l'un des objectifs principaux est le développement d'un marché de l'énergie à l'échelon du gros. On a suggéré que la Commission exerce les pouvoirs qui lui sont conférés à l'article 128 et 130 de la *Loi* pour statuer en faveur de l'interprétation disjonctive des sections.

La Commission note que l'article 128 figure dans la partie V de la *Loi* et que cet article est limité aux questions émanant de cette partie de la *Loi* alors que la présente requête a été effectuée en vertu de la partie IV. De plus, la Commission est consciente des mises en garde imposées à l'utilisation du pouvoir général « d'intérêt public » stipulé dans l'article 130, et exprimées dans la récente décision de la Cour suprême du Canada : *ATCO Gas & Pipeline Ltd. c. Alberta (Energy & Utility Board)*, 2006 CSC 4, rendue en février 2006.

La Commission rejette l'interprétation des sections 78 et 79 de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick et partagée par l'IP, le New Brunswick Municipal Electric Utility

Association et EGNB ou la position de la demanderesse Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. L'interprétation de la Commission est, à la suite d'une simple lecture des deux dispositions, qu'un avis formel doit être donné par un client en vertu de l'article 78 de la *Loi* à l'effet qu'il quittera le service standardisé avant qu'il puisse invoquer les dispositions de l'article 79 permettant à la Commission de déterminer les frais de sortie. La Commission n'est pas prête à invoquer les sections 128 et 130 de la *Loi* à l'égard de son interprétation des articles 78 et 79 puisqu'elle juge que ces articles ne s'appliquent pas à la question des frais de sortie. Par conséquent, la Commission ne peut entreprendre une audience sur les frais de sortie.

Articles 98 et 99 :

Dans ses conclusions finales, l'IP a suggéré que les dispositions de l'article 98 et du paragraphe 99(1) peuvent être interprétées pour permettre à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'augmenter les taux de plus de 3 % pour n'importe quelle année financière sans avoir à se présenter devant la Commission. Il a demandé que la Commission traite de cette question dans sa décision. En particulier, il alléguait que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pouvait augmenter ses taux de 3 % en vertu de l'article 98(1) nonobstant la restriction figurant au paragraphe 99(1) pendant une année financière au cours de laquelle la demande d'augmentation tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a été acceptée par la Commission.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ont tous deux allégué qu'une simple lecture de la partie IV de la *Loi* en vertu de laquelle la demande avait été déposée permettait de conclure qu'une augmentation tarifaire effectuée pendant une année financière donnée et qui entraînerait une augmentation tarifaire totale de plus de 3 % au cours de cette année financière devait être autorisée par la Commission avant d'être instituée.

Ajustement d'électricité :

Au cours de l'audience, un temps considérable a été consacré à une discussion portant sur

l'effet possible d'une production hydroélectrique au-dessus de la moyenne en 2005/06. Production Énergie NB est propriétaire de plusieurs génératrices hydroélectriques pouvant approvisionner Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en énergie. Pour les besoins des ententes d'achats d'énergie, la production annuelle d'énergie de ces génératrices est estimée à 2 654 GWh. Ce 2 654 GWh est calculé en fonction de la quantité moyenne annuelle d'énergie produite par les génératrices hydroélectriques sur une période significative. Lorsque la production annuelle se situe en dessous de cette quantité, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB effectue un paiement à l'endroit de Production Énergie NB et si la production est plus élevée, c'est Production Énergie NB qui effectue un paiement à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

L'article 6.12 de l'entente de transmission entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB régit ces ajustements. Le 2 654 GWh est déterminé et il est utilisé pour calculer la variance dans la quantité de production pour une année donnée. Toutefois, le prix par GWh qui doit être utilisé n'est pas déterminé. L'article mentionne les coûts différentiels encourus ou évités par Production Énergie NB mais n'indique pas comment ces coûts différentiels peuvent être déterminés. L'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick affecte normalement les unités de production selon le coût le moins élevé. Les unités les moins dispendieuses sont affectées en premier et, au fur et à mesure que la demande augmente, les unités plus dispendieuses sont ajoutées. Le coût différentiel, à n'importe quel moment donné, est le coût de production d'une unité d'électricité additionnelle.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB ont tous deux nommé un représentant à un comité d'exploitation (« Comité d'exploitation »). Ce représentant a la permission d'agir en leur nom lorsqu'on aborde les questions d'exploitation et d'administration de l'entente de transmission liant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB.

Au début, le Comité d'exploitation a décidé d'utiliser les coûts différentiels se situant au sommet de toute l'énergie produite, incluant les ventes à l'exportation, pour fixer le prix

stipulé à l'article 6.12. Ce qui voulait dire que la source d'électricité la plus dispendieuse de Production Énergie NB était utilisée pour établir les coûts différentiels. Le 30 août 2005, le Comité d'exploitation a décidé qu'il était plus approprié d'utiliser les coûts différentiels se situant au sommet de la production énergétique de la province pour calculer le prix des ajustements de l'article 6.12. Ce changement apporté à la façon de procéder était rétroactif au 1^{er} avril 2005. La quantité d'énergie requise dans la province est moindre que celle nécessaire aux marchés de la province et à l'exportation. Tel qu'indiqué plus haut, plus la quantité d'énergie produite est élevée, plus les coûts différentiels seront élevés. Le changement apporté à la façon de procéder pour établir le prix de l'article 6,12, par conséquent, a eu pour effet de réduire les coûts associés aux paiements devant être effectués par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB. Cette situation est imputable au fait que la quantité demeure la même mais que le prix est moins élevé.

La production des installations hydroélectriques de Production Énergie NB pendant les huit premiers mois de 2005/2006 était de 655,6 GWh plus élevée que la moyenne puisque le débit d'eau était de façon significative plus élevé que la moyenne. Cette production additionnelle, en huit mois uniquement, était d'environ 25 % plus élevée que la production annuelle normale de 2654 GWh. La production d'électricité a continué d'être au-dessus de la normale et, au bout de onze mois, cette production additionnelle a donné lieu à un paiement de Production Énergie NB de 21,3 millions \$ à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, dérivant des coûts différentiels de l'énergie à l'intérieur de la province uniquement. Si les coûts différentiels avaient été calculés à partir de l'énergie la plus dispendieuse de Production Énergie NB, incluant les ventes à l'exportation, le paiement effectué à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aurait été de 71,8 millions \$, soit 50,5 millions \$ additionnels.

Lorsque la Commission avait les pleins pouvoirs de réglementer Énergie NB au début des années 1990, elle obligeait Énergie NB à tenir un compte différé pour pallier aux éventualités, en ce sens que le compte pouvait être utilisé lorsque le débit d'eau était faible et qu'il était renfloué lorsque le débit d'eau était au-dessus de la moyenne. La preuve de

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB était à l'effet qu'elle dressait un budget des coûts d'énergie pour la production hydroélectrique selon une moyenne mobile de débit d'eau étalée sur 30 ans.

Une audience publique sur les conventions comptables et les politiques financières d'Énergie NB s'est tenue en octobre 1990. Une des questions portait sur le compte de péréquation pour la production. Ce compte avait été créé en 1955 et Énergie NB présentait la justification suivante pour l'utilisation d'un tel compte :

« Les unités hydroélectriques et nucléaires ont des caractéristiques de coûts communs en ce sens que les frais liés au capital sont très élevés et que les coûts d'avitaillement sont très bas. Lorsque le rendement énergétique de ces sources de production chute, la plupart des coûts continuent et le service public doit également remplacer l'énergie à partir des centrales thermiques ayant des coûts de carburant très élevés.

Ces coûts caractéristiques des unités hydroélectriques et nucléaires signifient que les coûts entre les périodes peuvent être sujets à d'importantes variations en raison de certains facteurs, largement indépendants de la volonté du service public, en relation avec les conditions du débit d'eau ou le rendement de l'unité nucléaire. Énergie NB croit que les clients devraient recevoir les bénéfices du rendement moyen de ces actifs de production de haute qualité, par souci d'équité intergénérationnelle. Le service public croit également que la stabilisation des coûts est essentielle pour empêcher la volatilité des taux occasionnée par le suivi de l'évolution des coûts générationnels d'une période à l'autre.

Afin de traiter les clients de chaque période de façon égale, et pour stabiliser les taux, Énergie NB détermine ses besoins en revenus chaque année en prenant pour acquis que le débit d'eau moyen et le rendement moyen de l'unité nucléaire seront atteints. Ceci est effectué même s'il n'existe aucune raison de croire que le

rendement dans un cas ou l'autre sera supérieur ou inférieur aux niveaux moyens. »
(Pièce NBP 1, page 5-6 et 5-7, le 22 juin 1990)

La Commission, dans sa décision du 22 mai 1991, a conclu que le principe d'ajuster les résultats d'exploitation annuels d'Énergie NB pour compenser la performance d'exploitation des installations nucléaires et électriques était approprié.

Énergie NB a continué d'utiliser le compte de péréquation pour la production jusqu'au 1^{er} avril 1994. À partir de ce moment, la compagnie a cessé de faire des ajustements au compte et le solde de 164 millions \$ a été crédité au compte de revenus pour les trois années 1994/1995, 1995/1996 et 1996/1997. L'opération a été effectuée à l'initiative de la compagnie sans autorisation préalable de cette Commission et elle a eu pour effet d'augmenter le revenu net et de diminuer le besoin d'augmentation tarifaire pour ces trois années. Par contre, le compte n'était plus disponible pour stabiliser les taux après 1996/1997. La Commission considère que l'élimination des comptes de réserve réglementaires, approuvés par celle-ci au début des années 90, sans avoir obtenu son autorisation, est illicite.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, comme compagnie remplaçante d'Énergie NB à l'égard de la distribution, n'a offert aucune raison de fond expliquant pourquoi de tels comptes avaient été fermés sans obtenir l'autorisation de la Commission.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a suggéré que la Commission rétablisse un tel compte pour l'exercice financier de référence 2006/07 et il a cité les paragraphes 101(1) et 101(4) de la *Loi* pour justifier le pouvoir la Commission. L'IP a suggéré qu'un tel compte soit établi pour l'année financière 2005/06 et qu'il soit en opération à partir de ce moment. De plus, il a demandé qu'une portion du nouveau compte soit utilisée pour compenser les revenus et les taux approuvés par la Commission pour 2006/07. VCSJ et le CME ont suggéré que la Commission rétablisse un tel compte.

La demanderesse Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué qu'elle n'avait aucune objection à ce que la Commission rétablisse un tel compte pour l'exercice financier de référence 2006/07 puisque la *Loi* le permet clairement. La demanderesse a avisé la Commission de ne pas imposer ce compte pour l'année financière 2005/06 puisqu'il s'agirait d'une décision rétroactive de la Commission. De plus, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué qu'en accueillant la suggestion de l'IP et en utilisant une partie des soi-disant revenus aléatoires de 2005/06 dans le but de compenser les revenus et les taux pour l'année financière 2006/07, la Commission contreviendrait aux dispositions de la *Loi* qui permettent à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de recouvrir pleinement les coûts d'énergie prévus pour 2006/07, tel que stipulé au paragraphe 101(3) de la *Loi*.

La Commission est d'avis qu'elle a le pouvoir d'effectuer des ajustements d'électricité ou d'établir des comptes différés pour l'exercice de référence 2006-2007. Toutefois, la Commission a choisi de ne pas exercer ce pouvoir à ce moment-ci. Ni Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ni les intervenants n'ont traité de la question d'intérêt spécial pour la Commission portant sur la création d'un tel compte. La Commission s'inquiète du fait que la restructuration d'Énergie NB et la création des ententes d'achat d'énergie placent Distribution et Service à la clientèle Énergie NB au second plan des revenus du système de production hydroélectrique de Production Énergie NB. En raison de l'article 156 de la *Loi*, la Commission n'a pas été en mesure d'étudier la relation entre ces revenus et les charges d'énergie de Production Énergie NB à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, prévus dans les ententes d'achat d'énergie. La Commission ne peut déterminer les conditions pertinentes qui devraient être appliquées à un tel compte sans de plus amples renseignements.

De plus, la Commission considère que les preuves présentées dans cette audience ne lui permettent pas de créer un compte comme il se doit. Elle croit que les parties devraient avoir l'occasion de discuter de la création et du maintien de tels comptes avant d'en ordonner la mise en place. En conséquence, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer une proposition indiquant comment un tel compte pourrait être créé ainsi que les termes et les conditions de son opération lorsque Distribution et

Service à la clientèle Énergie NB déposera sa prochaine demande tarifaire et de revenus auprès de la Commission. Cette proposition devrait au moins traiter des questions suivantes :

- a. La capacité du Comité d'exploitation d'interpréter le contrat,
- b. Le besoin et les objectifs justifiant la création d'un compte de réserve,
- c. La relation entre les ajustements relatifs aux débits électriques et ceux relatifs aux ventes à l'exportation et
- d. S'il est approprié d'avoir un compte de réserve relatif à la production énergétique de la centrale nucléaire Pointe Lepreau.

Dépenses en capital

La Commission est préoccupée de ce que la *Loi* ne contienne aucune disposition expresse lui permettant de réviser les dépenses en capital proposées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Avant la promulgation de la *Loi*, la *Loi sur les entreprises de service public* contenait des dispositions stipulant qu'Énergie NB devait présenter une demande auprès de la Commission à l'égard de dépenses en capital excédant 75 millions \$. La Commission a tenu une audience à l'égard de la remise à neuf de Pointe Lepreau et de la modernisation de Coleson Cove. Après la promulgation de la *Loi*, ces dispositions de la *Loi sur les entreprises de service public* ont été abrogées et aucune disposition du genre n'a été incluse dans la *Loi*.

Les dépenses en capital occasionnées et proposées par un service public sont critiques à l'étude du revenu et au processus d'approbation tarifaire. La Commission n'exerce pas de surveillance générale auprès de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La Commission est confinée à une étude des frais, des taux et des droits et uniquement lorsqu'une requête de modification est présentée devant la Commission. Dans cette première audience, l'article 156 a expressément empêché la Commission de réviser l'usage et l'utilité des actifs de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et la prudence de ses dépenses. De plus, la Commission se préoccupe particulièrement du fait que des dépenses en capital sont effectuées ou proposées par Production Énergie NB puisque la récupération de ces

dépenses s'effectue directement par l'entremise de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et à l'endroit des ententes d'achat d'énergie.

En l'absence d'un libellé explicite dans la *Loi*, la Commission juge qu'elle n'est pas en mesure, de sa propre initiative, d'effectuer des révisions périodiques des dépenses en capital actuelles et proposées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Production Énergie NB indépendamment de la requête tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La Commission possède, toutefois, un mandat général en vertu de l'article 136 de la *Loi* qui requiert que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB présente à la Commission toute l'information jugée appropriée pour lui permettre de s'acquitter à juste titre de ses fonctions prévues par la *Loi*. Par conséquent, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de lui présenter, le 1^{er} octobre 2006 ou avant, une déclaration détaillée faisant état de ses dépenses en capital proposées pour l'année financière 2007-2008 ainsi qu'une déclaration annuelle pour toutes les années subséquentes. De plus, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de présenter la même information au sujet des dépenses en capital proposées par Production Énergie NB pour les mêmes périodes dans la mesure où cette information a été divulguée par Production Énergie NB à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La Commission effectuera une étude complète des dépenses en capital actuelles et proposées de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dans le cadre de la prochaine requête tarifaire présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. À ce même moment, la Commission effectuera également une révision de l'information disponible à l'égard des dépenses en capital actuelles et proposées par Production Énergie NB dans la mesure où cette information a été divulguée à la Commission.

Modifications législatives recommandées :

Comme mentionné ailleurs dans cette décision, la plupart des personnes qui sont intervenues,

de façon formelle ou non, s'entendent pour dire que le groupe d'entreprises d'Énergie NB opère encore de nos jours comme un service public à intégration verticale.

Leurs conclusions sont appuyées, selon la Commission, par sa révision de la convention des actionnaires entre le gouvernement et Holdco et par l'inclusion de la Corporation financière de l'électricité NB comme partie à diverses ententes d'achat d'énergie et ententes de service. Ces arrangements empêchent en effet le développement d'un marché concurrentiel de l'électricité. La plupart des intervenants ont allégué qu'il n'existe aucun marché d'électricité concurrentiel au Nouveau-Brunswick et ont fait valoir de plus que tant qu'il n'y aura pas de marché concurrentiel, le groupe d'entreprises d'Énergie NB devrait être pleinement réglementé par la Commission.

L'introduction d'un soi-disant plafond de trois pour cent, qui signifie que le service public peut augmenter ses taux jusqu'à concurrence de 3 % sans avoir à comparaître devant la Commission, a contribué à la situation financière désespérée dans laquelle se trouvent les filiales d'exploitation d'Énergie NB. En tenant compte de ce qui précède, la Commission recommande fortement que le gouvernement procède immédiatement à une révision complète de la *Loi*. Un des objectifs d'une telle révision serait de donner à la Commission des outils normaux de réglementation, incluant un droit de regard général sur les sociétés en exploitation d'Énergie NB. Cette révision permettrait également à la Commission de faire comparaître n'importe quel service public à un moment jugé dans l'intérêt public.

Par conséquent, la Commission effectue des recommandations additionnelles particulières à l'égard des amendements à la *Loi* :

- 1 L'article 79 devrait être amendé pour donner le pouvoir à la Commission de tenir, de son propre gré, une audience sur les frais de sortie.
- 2 L'article 101 devrait être amendé pour donner le pouvoir à la Commission de réglementer le tarif de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, et non seulement ses frais, ses taux et ses droits. La Commission détient un tel pouvoir à

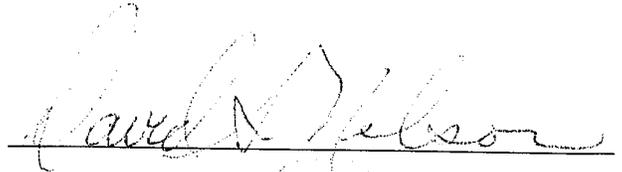
- l'égard de Transport Énergie NB et il n'est pas logique de limiter le pouvoir de la Commission à une révision des frais, des taux et des droits de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.
- 3 Les articles 98 et 99 devraient être abrogés pour s'assurer que toute augmentation des taux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB soit précédée d'une audience publique devant la Commission.
 - 4 Le paragraphe 101(4) devrait être amendé en ajoutant d'un nouvel alinéa 101(4)(f) pour permettre à la Commission de considérer les politiques énergétiques instituées ou prévues par l'Agence d'efficacité et de conservation énergétiques du Nouveau-Brunswick.
 - 5 L'alinéa 103(3)(b) devrait être amendé pour permettre aux taux d'entrer en vigueur après un délai d'expiration de 30 jours, tel que stipulé actuellement, ou immédiatement après une modification ou une révocation effectuée par le lieutenant-gouverneur en conseil, ou une décision de confirmer la décision rendue par le lieutenant-gouverneur en conseil.
 - 6 Le paragraphe 119(1) devrait être amendé en supprimant les termes « et règles » à la fois dans l'intitulé et le libellé.
 - 7 L'article 120 devrait être amendé pour supprimer « lorsqu'elles sont approuvées par le lieutenant-gouverneur en conseil ».
 - 8 L'article 128 devrait être amendé pour s'assurer qu'il s'applique à l'ensemble de la *Loi* et qu'il n'est pas restreint à la partie V.
 - 9 L'article 156 devrait être abrogé.
 - 10 Les nouvelles dispositions suivantes devraient promulguées :

- (i) Le pouvoir de la Commission, à sa propre discrétion, d'introduire une instance pertinente à ses pouvoirs de réglementation stipulés dans la *Loi*.
- (ii) Le pouvoir exprès de la Commission de réexaminer, à sa propre discrétion, les dépenses en capital de Production Énergie NB ou de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.
- (iii) Le pouvoir de la Commission de rendre des ordonnances intérimaires.
- (iv) Le pouvoir de la Commission de revoir une décision à la demande d'un participant intéressé au cours d'une audience.

DATÉ À LA VILLE DE SAINT JOHN ce 19^e jour de juin 2006



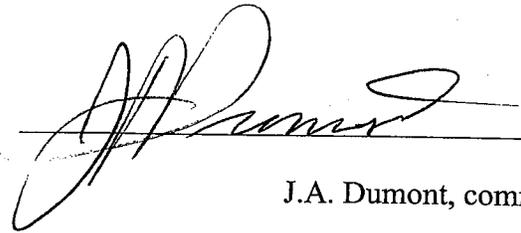
David C. Nicholson, Président



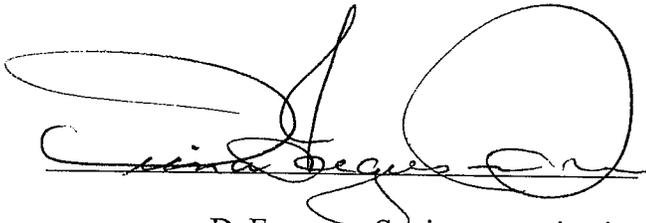
D.S. Nelson, vice-président



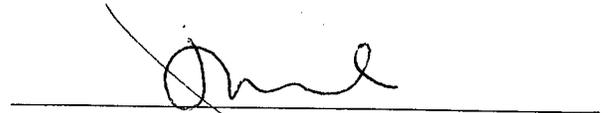
Randy C. Bell, commissaire



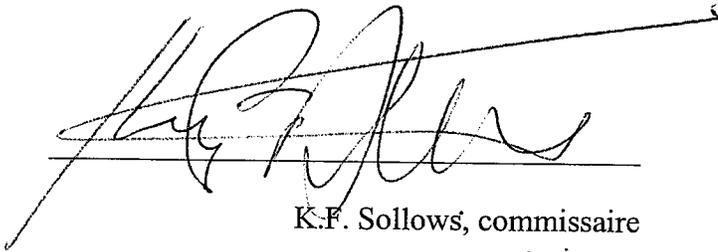
J.A. Dumont, commissaire



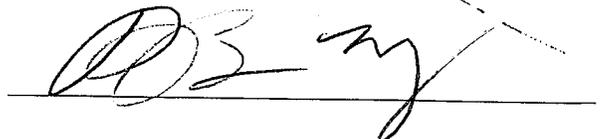
D. Ferguson Sonier, commissaire



P. LeBlanc-Bird, commissaire



K.F. Sollows, commissaire



H. Brian Tingley, commissaire

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick

Conférence préalable à l'audience

Dans l'affaire d'une demande relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB

Hôtel Delta, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
Le 30 mai 2005, 13 h 30

INDEX

A-5 - Vérification technique, Budget de l'électricité achetée, avril 2005 - mars 2006, de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB, préparé par La Capra Associates, en date du 18 mai 2005 - page 177

A-6 - Prévission de la charge de 2005 à 2015 - page 177

A-7 - Plan d'affaires de Distribution et service à la clientèle Énergie NB et prévisions financières de 2005 2006 à 2007 2008, présenté le 17 janvier 2005 - page 177

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick

Conférence préalable à l'audience

Dans l'affaire d'une demande relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB

Hôtel Delta, Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)
Le 30 mai 2005, 13 h 30

LE PRÉSIDENT : David C. Nicholson, Q.C.

LE VICE-PRÉSIDENT : David S. Nelson

COMMISSAIRES : Ken F. Sollows
Patricia Leblanc-Bird
Randy Bell
Jacques A. Dumont
Diana Ferguson Sonier
H. Brian Tingley

CONSEILLER DE LA COMMISSION : Peter MacNutt, c.r.

PERSONNEL DE LA COMMISSION : Doug Goss
John Murphy
John Lawton

SECRÉTAIRE DE LA COMMISSION : Lorraine Légère

.....

LE PRÉSIDENT : Mesdames et messieurs, bon après-midi. La

première affaire à l'ordre du jour est de déterminer les

comparutions d'aujourd'hui. La partie demanderesse,

c'est-à-dire la Corporation de distribution et de service

à la clientèle Énergie NB ?

M. HASHEY : Merci, M. le président. Il s'agit à peu près du même groupe qui s'est présenté devant vous auparavant. Moi-même, Terry Morrison, ainsi que Rock Marois et Sharon MacFarlane à la table avant, Gaëtan Thomas au bout, et derrière, Marg Tracy et Lillian Gilbert des Affaires réglementaires de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, accompagnées de Blake Hunter, Lori Clark et Neil Larlee.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Hashey. Manufacturiers et Exportateurs du Canada, section du Nouveau-Brunswick ?

M. PLANTE : M. le président, Dave Plante au nom de MEC du Nouveau-Brunswick.

LE PRÉSIDENT : D'accord. C'est M. Plante. Le Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick ? Aucun représentant. Eastern Wind Power Inc. ?

M. MACPHAIL : Peter MacPhail, au nom de Eastern Wind Power.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. MacPhail. Enbridge Gas New Brunswick Inc. ?

M. MACDOUGALL : David MacDougall, je représente EGNB et je suis accompagné aujourd'hui de Shelly Black, de Enbridge.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. MacDougall. Energy Probe ?
Absent. Irving Paper, Irving Pulp & Paper Limited et J.D. Irving Limited ?

M. BOOKER : M. le président, Andrew Booker et Thomas

Storring pour le groupe Irving.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Booker. Et pour Jolly Farmer ?

J'en conclu qu'il n'est pas présent aujourd'hui.

Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick.

M. ROHERTY : Merci, M. le président. Kevin Roherty, représentant Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Roherty. Rogers Cable Communications Inc. ?

MS. MILTON : Leslie Milton pour Rogers Cable, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Merci, Mme Milton. Et maintenant les personnes s'exprimant en leur nom personnel et qui détiennent un poste à l'Assemblée législative et - ou certains d'entre eux en tout cas ? Est-ce qu'il y a quelqu'un ici qui représente M. Allaby, M. Graham, M. Jamieson ou M. MacIntyre ?

M. ROWINSKI : Oui, M. le président. Jan Rowinski. Je suis accompagné aujourd'hui de Erik Denis.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Rowinski. Et c'est M. Denis qui est avec vous maintenant ?

M. ROWINSKI : Oui, c'est lui.

LE PRÉSIDENT : Merci. Les services publics municipaux ?

M. GORMAN : Bon après-midi, M. le président et membres de la Commission. Raymond Gorman, représentant les services

publics municipaux. Je suis accompagné aujourd'hui de Tony Furness, Eric Marr, Dana Young, Charles Martin, Pierre Roy et Jeff Garrett.

LE PRÉSIDENT : Alors qui est au poste, M. Gorman ?

M. GORMAN : Bonne question.

LE PRÉSIDENT : Et Vibrant Community Saint John ?

M. MACNUTT : M. le président, le personnel a été informé que M. Peacock est ici mais qu'il a dû sortir. Il participera au reste de l'audience.

LE PRÉSIDENT : Il s'agit de M. Peacock, M. MacNutt ?

M. MACNUTT : C'est exact.

LE PRÉSIDENT : Du côté de l'intervenant public ?

M. HYSLOP : Merci, M. le président. Peter Hyslop avec M. O'Rourke, M. Barnett, M. Hegler et Mme Power.

LE PRÉSIDENT : Merci, M. Hyslop. Il y a un certain nombre d'intervenants informels et, aux fins du dossier encore une fois, arrêtez-moi s'il y a quelqu'un qui représente ces intervenants. L'Association des producteurs agricoles du Nouveau-Brunswick, Jolly Farmer les a représenté au début de la dernière conférence préliminaire, le Conseil canadien des distributeurs en alimentation, la Ville de Miramichi, Flakeboard Company Limited --

M. BOURQUE : Je suis Pat Bourque, M. le président, pour Flakeboard.

LE PRÉSIDENT : et la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick, Noranda Inc., la Potash Corporation of Saskatchewan Inc., UPM-Kymmene Miramichi Inc... et, M. MacNutt, vous êtes ici comme conseiller juridique de la Commission. Qui est avec vous aujourd'hui ?

M. MACNUTT : Oui, M. le président. Doug Goss, conseiller principal, John Murphy, consultant, et John Lawton, conseiller, m'accompagnent aujourd'hui.

LE PRÉSIDENT : Merci. Mesdames et messieurs, pendant la période du dîner, nous avons parlé avec - ou nous avons tenté de parler avec les représentants des parties et - je m'excuse - du requérant et des intervenants formels, afin de voir comment nous allions débiter la session d'aujourd'hui. Lorsque j'ai reçu les mémoires, j'ai été surpris d'apprendre que M. Morrison avait indiqué qu'il traiterait de ce que je considère comme étant la seconde question à discuter ultérieurement, qui était la question du supplément carburant, et je m'attendais que toutes ces questions auraient été couvertes dans les arguments et les mémoires déposés auprès de nous. De toute façon, la Commission a examiné ça et a dit, bien certainement lors de lors l'ajournement enfin, nous ferions mieux de donner la chance à ceux et celles qui désirent, en effet, présenter leur opinion devant la Commission à ce sujet,

donnons-leur cette occasion, bien que nous avons dit que nous allions rendre notre décision lors de la session de cet après-midi pour traiter des deux questions en plus du supplément carburant et également de ce que j'appelle un compte différé qui est identifié par le requérant comme un compte d'écart sur le supplément carburant variable.

Et nous avons continué ce jeu de navettes à ce sujet mais juste avant de revenir ici, M. Hashey, représentant le requérant et l'intervenant public, accompagné de M. Gorman, des services publics municipaux, s'est approché pour suggérer que nous remettions simplement notre décision à l'égard du compte différé. Ensuite, nous pourrions prendre une courte pause pour permettre aux parties de préparer leur argument et leur position sur ce que nous devrions faire à partir de ce moment. Est-ce qu'il y a quelqu'un qui s'oppose à cette façon de procéder ? Et je remarque que M. Coon vient d'arriver alors il sera indiqué dans nos dossiers qu'il était présent aujourd'hui. Et comme qui ne dit mot consent. Alors la Commission rendra sa décision au sujet de --

M. HASHEY : M. le président, avant que vous n'abordiez cette question, est-ce qu'il serait approprié d'inclure comme pièce les autres documents qui ont été présentés ?

LE PRÉSIDENT : Non, M. Hashey. Non.

M. HASHEY : Bien. Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT : Ça vient ruiner ma procédure. Je vais continuer avant de faire ça. J'ai laissé mon papier à ce sujet à l'extérieur, M. Hashey. C'est la seule raison qui explique ça. Bon.

La Commission a étudié tous les arguments et remercie les parties de l'orientation qui a été fournie.

La Commission a une opinion de ce qu'elle peut faire et ne peut pas faire, et ce qu'elle devrait faire doit être décidé, en bout de ligne, par voie de référence à la loi existante, dans le cas présent, la *Loi sur l'électricité*. Pour ce qui est du compte d'écart sur le supplément carburant variable, que j'appelle un compte différé, nous sommes d'avis que l'article le plus pertinent de la *Loi* est le paragraphe 101(3).

Cette section stipule : « Lorsqu'elle prend en considération une demande en vertu du présent article, la Commission doit rendre son ordonnance quant aux frais, taux et droits qui doivent être demandés par la Corporation de distribution en fonction de tous les besoins en revenus pour la fourniture des services visés à l'article 97. »

Cet article stipule que la Commission doit rendre sa décision sur les taux en fonction de tous les besoins en

revenus prévus. Les besoins en revenus sont définis dans la *Loi* comme suit : « « besoins en revenus » désigne le montant annuel requis pour supporter les activités prévues, l'entretien, les dépenses administratives, l'amortissement, les taxes, les paiements en remplacement d'impôts et autres frais financiers et un rendement en capitaux propres acceptables.»

Les choses qui peuvent être incluses sont bien définies et incluraient clairement le coût du carburant nécessaire pour produire l'électricité achetée. Toutefois, le mot prévu n'est pas défini. La période utilisée pour les besoins en revenus et la fixation des taux pourrait, par conséquent, être l'objet d'un certain débat.

Le mot prévu implique une période future et la Commission doit décider ce qui constitue la période future appropriée pour les besoins de fixation des taux.

La Commission croit que les nouveaux taux devraient être établis de sorte que la compagnie pourrait recouvrer ses besoins en revenus annuels si les nouveaux taux étaient en vigueur pendant 12 mois complets. Pour une année comptable donnée, la compagnie doit accepter tout manque à gagner dans le recouvrement de ses coûts qui est imputable aux nouveaux taux entrant en vigueur sur une partie de l'année. La compagnie doit anticiper l'augmentation des

coûts et présenter une demande d'approbation pour les nouveaux taux de façon opportune.

Dans l'affaire actuelle, la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick, communément appelée Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, a allégué que le coût du carburant nécessaire pour produire l'électricité qu'elle doit acheter pour desservir ses clients augmentera considérablement en 2005/2006 pour des raisons indépendantes de sa volonté.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB indique également que cette augmentation du coût ne peut être recouvrée à partir des taux approuvés actuellement et qu'elle a présenté une demande de redressement dans les meilleurs délais.

Les mesures de redressement demandées par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB sont à double objet : un supplément carburant, qui doit être en vigueur dès maintenant, et un compte différé pour récupérer les coûts de carburant additionnels encourus en 2005 et en 2006 avant la date d'entrée en vigueur du supplément carburant.

Le compte différé, s'il était approuvé, permettrait à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de recouvrer à partir des taux futurs, les coûts encourus avant la décision finale de la Commission sur les taux.

La Commission juge que de permettre le recouvrement des coûts encourus avant la date d'entrée en vigueur de sa décision finale équivaudrait à approuver des taux intérimaires. La Commission est d'avis qu'elle n'a pas la compétence, en vertu de la *Loi sur l'électricité*, d'approuver des taux intérimaires. Par conséquent, la Commission n'autorisera pas de compte différé pour les besoins d'augmenter les coûts encourus avant la date d'entrée en vigueur de sa décision finale.

Nous prendrons maintenant une pause de 15 minutes et nous reviendrons pour continuer.

(Pause)

LE PRÉSIDENT : Je m'excuse. Il s'agissait une longue période de 10 minutes. M. Hashey ?

M. HASHEY : Oui, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Oui M. Morrison ?

M. MORRISON : Merci, M. le président, mesdames et messieurs les commissaires. Comme vous le savez le compte d'écart est fondamental à la demande tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Tel qu'indiqué dans la demande-même, ce mécanisme proposé était essentiel pour éviter que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'éprouve des difficultés financières sérieuses et continues.

Étant donné la décision de la Commission sur cette question importante de compte d'écart ou différé, je demande un ajournement afin de consulter mon client sur les options disponibles concernant cette demande. Il sera nécessaire de mener une consultation interne et d'effectuer une prise de décision ce qui, je crois, prendra un minimum de plusieurs jours.

Compte tenu de ceci, je demande un ajournement et je suggère qu'un ajournement d'environ une semaine ou peut-être un peu plus serait approprié dans les circonstances.

LE PRÉSIDENT : M. Morrison, est-ce que ça veut dire que votre client n'a jamais considéré que la Commission ait pu refuser le recours demandé ? Ça en a bien l'air.

M. MORRISON : Des décisions internes doivent être prises, M. le président.

LE PRÉSIDENT : D'accord. C'est bien. Les intervenants formels.

M. Plante, avez-vous quelque chose à dire au sujet de cette demande d'ajournement ?

M. PLANTE : Non, M. le président.

LE PRÉSIDENT : D'accord. M. Coon ?

M. COON : Je crois que c'est parfaitement acceptable, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Je suis désolé. Je ne vous ai pas entendu, monsieur.

M. COON : Je crois que c'est acceptable. Merci.

LE PRÉSIDENT : M. MacPhail ?

M. MACPHAIL : Rien à dire, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Ça commence à ressembler à une audience de EGNB ou quelque chose du genre. En parlant de ça, M. MacDougall ?

M. MACDOUGALL : Aucun problème, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Le groupe Irving ?

M. BOOKER : Aucune question, M. le président.

LE PRÉSIDENT : M. Roherty, vous devez certainement avoir quelque chose à dire.

M. ROHERTY : Rien à dire, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Mme Milton ?

MS. MILTON : Rien à ajouter, M. le président.

LE PRÉSIDENT : M. Rowinski ?

M. ROWINSKI : Rien à ajouter.

LE PRÉSIDENT : M. Gorman ?

M. GORMAN : Nous n'avons aucun problème avec la demande d'ajournement. Mais j'aimerais informer la Commission que lundi ou mardi prochains seront des journées très

difficiles pour moi-même et mon client. Nous aimerions demander à la Commission qu'elle fixe une date autre que lundi ou mardi de la semaine prochaine en accordant l'ajournement.

LE PRÉSIDENT : Et bien, nous tiendrons certainement compte de la disponibilité des conseillers juridiques et des parties elles-mêmes si nous décidons, en effet, d'accorder un ajournement.

M. GORMAN : Merci.

LE PRÉSIDENT : M. Peacock ?

M. PEACOCK : Aucune question.

LE PRÉSIDENT : M. Hyslop ?

M. HYSLOP : Merci, M. le président. Nous ne nous opposons pas à la demande d'ajournement du requérant. Mais nous aimerions émettre quelques commentaires, le premier à l'effet que s'ils ont l'intention de revenir avec une sorte de - je vais utiliser le mot proposition ou amendement ou un certain genre de procédure judiciaire, je préférerais que l'annonce ne se fasse pas au commencement de la prochaine audience. J'aimerais au moins avoir deux jours avant la reprise de la Commission si c'est leur intention de présenter une modification quelconque à la requête. J'aimerais en être informé avant l'audience. Je crois que ça serait juste pour tous les intervenants.

En second lieu, la plupart des parties a déposé vendredi des demandes ou un survol des questions, qui reposaient pour la plupart sur des questions relatives à la preuve ou sur l'évidence ayant trait à la preuve.

Sans demander d'ordonnance, j'aimerais qu'il soit noté que j'ai demandé s'il était possible de continuer cette conversation avec le personnel de la Commission, la partie demanderesse et les autres intervenants intéressés afin de discuter davantage du type de preuve qui serait présenté. Alors, avec ces deux réserves mineures à l'effet que les demandes ou les intentions futures de Énergie NB soient soumises par écrit et la question de la preuve, nous ne nous opposons pas à la motion d'ajournement.

LE PRÉSIDENT : M. MacNutt, quant à vous personnellement, est-ce que vous vous opposez ?

M. MACNUTT : Non, M. le président.

LE PRÉSIDENT : D'accord. La Commission va se retirer dans le corridor ici pour une seconde.

(Pause)

LE PRÉSIDENT : La Commission vient de prendre quelques minutes pour étudier la question. Et mes collègues commissaires m'ont demandé de réitérer ce que j'ai dit à M. Morrison, c'est-à-dire que nous trouvons très décevant

que le requérant n'avait pas prévu au moins un plan B dans le cas d'un rejet de la Commission sur la question du compte différé et qu'il ne savait pas ce qu'il allait faire dans cette éventualité. Nous souhaitons sincèrement que personne n'envisage de retirer cette demande particulière que nous traitons actuellement. Nous vous accordons un ajournement, tel que demandé.

J'aimerais vous indiquer, M. Hashey, et également à vous, M. Morrison, que notre processus vous permettra de déposer des amendements à l'information que vous avez déposée, afin de la mettre à jour ou de la compiler en une seule information pour cette période financière particulière. Nous ne voyons également rien de mal à ce que vous déposiez de l'information supplémentaire et que vous demandiez à cette Commission, après l'examen de l'information pour la période financière actuelle, que l'information additionnelle de votre prochaine année financière soit également considérée pour des modifications tarifaires possibles au cours de cette période financière.

Mais notre plus grande préoccupation est que nous sommes tous regroupés ici ensemble. Les parties ont été contrôlées, les parties interpellées ont été contrôlées. Nous croyons que nous pouvons

régler un grand nombre de choses pendant que le personnel compile l'information et dépose de nouvelles pièces au nom de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qu'il s'agisse d'un aspect général, de la conception tarifaire des coûts de service, des choses de ce genre. Et la Commission souhaite certainement aller de l'avant. Et M. Hyslop, je veux - pour ce que vous avez demandé de la Commission, je veux indiquer que tout ce que nous faisons aujourd'hui c'est d'accepter d'accorder un ajournement au requérant. Mais notre processus continue. Et si un intervenant désire présenter des demandes d'information à Énergie NB, nous espérons qu'ils profiteront de cette période d'ajournement pour traiter de cette question. Et elles ne comptent que pour une partie de la première série d'interrogatoires. En d'autres mots, nous ne voulons pas que ce processus soit stoppé non plus. Alors, je vais étudier certaines dates. Et M. Gorman, vous étiez - c'est le 6 et le 7 juin où vous aviez un problème ?

M. GORMAN : C'est exact.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Que diriez-vous du 9 et du 10 juin ? C'est jeudi et vendredi de la semaine prochaine. Est-ce que ça pose un problème pour quelqu'un ?

M. MACDOUGALL : J'ai un problème avec ces journées, M. le

président.

LE PRÉSIDENT : Oh, M. MacDougall, vous avez plusieurs partenaires. Vous avez un problème, monsieur, pour ces deux journées ?

M. MACDOUGALL : C'est particulièrement difficile le 10. Je pourrais me rendre disponible le 9, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Je m'excuse. Je ne vous ai pas compris.

M. MACDOUGALL : J'ai un problème en particulier avec le 10 mais je pourrais le 9, M. le président.

M. MORRISON : J'ai également un problème avec le 10, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Je vais demander à la secrétaire. Vous avez indiqué ici la salle Ballroom C jusqu'à 16 h seulement. Est-ce que ça veut dire que si nous quittons physiquement la salle à 16 h, ça serait possible ?

MME LÉGÈRE : C'est ce que je crois.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Que pensent les parties du 8 et du 9 ? Est-ce qu'il y a quelqu'un qui a un problème avec le 8 et le 9, mercredi et jeudi de la semaine prochaine? D'accord. Alors nous allons lever la séance aujourd'hui et nous allons reprendre à 9 h 30, le 8, et je vais vous demander de réserver le 9 également au cas où nous en aurions besoin.

Est-ce qu'il y a d'autres questions que nous pourrions

traiter maintenant que - vous voulez traiter de ces questions, n'est-ce pas, M. Hashey ? D'accord. Je n'y ai pas encore réfléchi. En fait, je crois que je les ai laissées dans la salle de repos. Est-ce que vous avez des copies ici pour que je les étudie et leur assigne un numéro de pièce ?

M. HASHEY : Elles ne portent aucun numéro de pièce.

LE PRÉSIDENT : Non. Nous allons leur donner un numéro de pièce.

M. HASHEY : Peut-être que je pourrais les traiter une à la fois pour qu'on leur donne un numéro et ainsi libérer la table. La première pièce est la vérification technique, le budget pour l'achat d'électricité, d'avril 2005 à mars 2006, de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB et préparé par La Capra Associates, en date du 18 mai 2005. Je devrais indiquer, M. le président, que cette information est en train d'être mise à jour également. Il s'agit du premier rapport uniquement. Il y en aura un autre que nous espérons obtenir aux environs de la date d'ajournement de l'audience.

LE PRÉSIDENT : Madame la secrétaire, est-ce que nous avons des numéros pour ces pièces ?

MME LÉGÈRE : Le numéro suivant est A-5.

LE PRÉSIDENT : D'accord. C'est bien. C'est la vérification technique dont M. Hashey vient tout juste de parler, de La Capra Associates, en date du 18 mai qui sera A-5. La pièce suivante, M. Hashey ?

M. HASHEY : Merci, M. le président. La pièce suivante a été demandée par un certain nombre de personnes et il s'agit de la prévision de la charge de 2005 à 2015, qui a été préparée en mai 2005.

LE PRÉSIDENT : D'accord. La prévision de la charge de 2005 à 2015 sera la pièce A-6. Le document suivant, M. Hashey ?

M. HASHEY : Le prochain document, M. le président, est la dernière pièce aujourd'hui. Il s'agit du plan d'entreprise et des prévisions financières de 2005 2006 à 2006 2007 de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, qui a été préparé le 17 janvier 2005. Voilà qui conclut cette partie de la question. Ce sont toutes les pièces que nous avons aujourd'hui, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Merci. Ce sera la pièce A-7. D'autres questions que nous pourrions traiter cet après-midi ?

M. MACDOUGALL : M. le président.

LE PRÉSIDENT : M. MacDougall ?

M. MACDOUGALL : Oui, M. le président. Je viens de penser -- je suis désolé, M. le président. Il semble qu'il y a -

quelque chose qui se passe avec mon micro. Pour réitérer le commentaire de M. Hyslop plus tôt, il serait utile que les parties sachent avant le 8, je suppose, ce dont nous allons discuter le 8. Je ne veux pas exercer une pression sur le requérant parce que je comprends la situation dans laquelle il se trouve, mais nous aimerions avoir une idée peut-être de ce que nous allons faire lorsque nous nous présenterons le 8. Est-ce qu'il y a - est-ce qu'il est prévu que nous sachions ce dont nous allons discuter à ce moment-là si l'affaire va de l'avant ?

LE PRÉSIDENT : M. Hashey ?

M. HASHEY : Je dirais, M. le président, que nous ferons tout en notre possible pour donner aux gens un préavis de nos intentions et pour ce qui est de continuer de communiquer avec M. Hyslop et les autres intervenants quant à la preuve et de ce genre de chose. Nous sommes intéressés à faire avancer le processus également. Et nous avons progressé sur cette question. M. Hyslop nous a fait parvenir une liste de documents et je suis prêt à discuter de certaines choses avec lui. Aucune hésitation de notre part pour faire avancer le processus. C'est ce que nous avons l'intention de faire.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Essayez au moins de nous donner un préavis de deux jours si vous le pouvez. D'autres

questions ? Si non --

M. MACPHAIL : Une question, M. le président. Eastern Wind - Power a présenté des arguments relatifs à l'ébauche de la politique en matière de confidentialité, et je comprends qu'Enbridge a présenté des arguments également. Et je me demandais quels étaient les plans de la Commission à l'égard -- il y a des problèmes de micro. Je vais faire porter le blâme par M. MacDougall. Les arguments ont été présentés à l'égard de l'ébauche de la politique en matière de confidentialité et je me demandais quelles étaient les intentions de la Commission relatives à cette procédure ?

LE PRÉSIDENT : Bien, je crois que nous allons traiter de cette question plus tard, lorsque nous saurons ce qui va se produire.

M. MACPHAIL : D'accord.

LE PRÉSIDENT : D'accord. Autre chose ? Nous allons ajourner --

M. MACNUTT : M. le président, juste -- vous avez mentionné dans vos commentaires à M. Hyslop, l'intervenant public, que pendant ce temps les demandes d'information pourraient être --

LE PRÉSIDENT : M. MacNutt, je ne peux vous entendre.

M. MACNUTT : M. le président, vous avez mentionné dans -

vosre réponse à l'intervenant public, M. Hyslop, qu'en attendant les dates de reprise nous pourrions traiter des demandes d'information. Je me demandais si vous pourriez préciser cette question étant donné qu'aucun échéancier pour les arguments et les réponses n'a été fixé.

LE PRÉSIDENT : En toute honnêteté, le requérant n'aura pas à répondre avant la date que nous fixerons mais n'importe qui peut présenter n'importe quelle question sous forme d'un interrogatoire.

M. MACNUTT : Et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne serait obligé de répondre que lors de la date qui sera fixée.

LE PRÉSIDENT : Certainement. C'est exact.

M. MACNUTT : Le 8 juin ou plus tard. Oui. Merci, M. le président.

LE PRÉSIDENT : Bien. Nous ajournerons jusqu'au mercredi 8 juin, à 9 h 30, dans cette salle.

(Ajournement)

Certifié comme étant une transcription fidèle de la procédure de cette audience tel qu'enregistré par moi-même et de mon mieux.

Annexe B



DÉCISION

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande relative à une audience pour étudier
**la modification des frais, des tarifs et des droits de la Corporation de
distribution et service à la clientèle Énergie NB**
Questions de confidentialité

Le 27 juillet 2005

Commission des entreprises de service public

DU NOUVEAU-BRUNSWICK

INTRODUCTION

Lors de l'ajournement de la conférence préalable à l'audience se tenant à Fredericton le 24 juin 2005, la Commission a retenu les dates du 11 et du 12 juillet pour poursuivre la conférence préalable à l'audience à Saint-Jean. La Commission a indiqué que ces dates serviraient à entendre la requête de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (la partie demanderesse) visant le dépôt à titre confidentiel de renseignements et de documents particuliers requis par la Commission et les intervenants, de même que les intervenants sur cette requête et qu'elle rendrait une décision.

Avant même de reprendre la conférence préalable à l'audience le 11 juillet 2005, la Commission a reçu une lettre de Me David Coles, représentant la *Canadian Broadcasting Corporation* et le *Telegraph Journal* (médias) demandant la permission d'intervenir devant la Commission le 11 juillet 2005 sur plusieurs questions. Dans sa lettre, M. Coles identifiait les questions suivantes qui seraient l'objet de son intervention :

- (a) une demande que les médias obtiennent le statut d'intervenant formel,
- (b) que les médias soient autorisés à se prononcer contre toute demande de confidentialité,
- (c) que les médias reçoivent un préavis de toute procédure interlocutoire future pendant laquelle la Commission aurait l'intention d'entendre des requêtes portant sur le dépôt à titre confidentiel de renseignements ou de documents, et
- (d) que les médias soient autorisés d'assister à toute procédure de la Commission, d'enregistrer cette procédure par voie audio ou vidéo et de diffuser ces enregistrements sous réserve des restrictions en matière de publication pouvant être imposées à juste titre à toute personne en général et à la presse écrite.

À l'ouverture de la suite de la conférence préalable à l'audience le 11 juillet 2005, à Saint Jean, la Commission, avec le consentement de la demanderesse et des intervenants, a accordé le statut d'intervenant formel aux médias, limité aux comparutions ayant trait aux requêtes sur le dépôt des renseignements et des documents à titre confidentiel et aux demandes d'étudier les renseignements ou les documents lors d'audiences à huis clos.

QUESTIONS

La Commission a déterminé qu'elle devait se prononcer sur les questions suivantes aujourd'hui même :

- 1 La demande effectuée par la demanderesse à l'effet que les documents et les renseignements décrits dans la pièce A-8 soient déposés à titre confidentiel auprès de la Commission conformément à l'article 133 de la *Loi sur l'électricité*.

- 2 La requête présentée par les médias pour qu'ils reçoivent, ainsi que les autres médias, un préavis de toute procédure interlocutoire au cours de laquelle la Commission entendra des requêtes sur le dépôt de renseignements ou de documents à titre confidentiel ou lorsque ces documents ou renseignements seront étudiés lors d'audiences à huis clos.
- 3 La requête présentée par les médias afin qu'ils puissent, ainsi que les autres médias, enregistrer toute procédure de la Commission par voie audio ou vidéo et diffuser ces enregistrements.

CONTEXTE

La Commission a pour politique, autant que possible, que toutes les audiences soient publiques et transparentes. La Commission juge qu'une audience publique constitue un élément extrêmement important de son processus.

La Commission n'est pas limitée à tenir compte uniquement des éléments de preuve présentés dans le cadre de l'audience lorsqu'elle rend sa décision. À la différence d'une cour, de nombreuses causes reconnaissent que la Commission est un tribunal spécialisé et qu'elle peut utiliser les connaissances particulières de ces membres en relation avec l'industrie du service public réglementé lorsqu'elle évalue l'information présentée et en rendant sa décision.

La Commission a le pouvoir d'exercer sa discrétion de rendre des ordonnances en matière de confidentialité de l'information, issu de son pouvoir d'établir ses propres règles de pratique et de procédures dans la conduite de ses audiences. En vertu de ce pouvoir, la Commission a adopté une politique sur les questions de confidentialité. Ce document de politique décrit les règles selon lesquelles l'information, protégée par l'obligation d'informer le public, conformément à l'article 133 de la *Loi sur l'électricité*, peut devenir un document public ou être étudiée lors d'audience à huis clos.

Par le passé, la Commission a permis que l'étude de l'information lors d'audience à huis clos soit regroupée, résumée et rendue publique de façon à ce que l'information spécifique sous-jacente ne soit pas divulguée et que les ententes de confidentialité soient respectées.

En agissant comme organisme de réglementation économique, la Commission a une obligation à l'égard du service public qui comparaît devant elle. Dans l'affaire *New Brunswick Telephone Company Limited* de la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick (1977) 19 N.B.R. (2d) 681, le juge en chef Hughes a affirmé, au paragraphe 36 de la page 698 :

« La Commission des entreprises de service public a été créée dans le but d'exercer un pouvoir de réglementation sur les opérations des services publics de la province. Sans la présence d'un tel organisme de réglementation, le service public pourra probablement facturer les frais que la circulation pourrait supporter et le public n'aurait aucun recours. *Bien que les*

pouvoirs conférés à la Commission soient principalement dans le but de protéger l'intérêt public, la Commission doit également protéger la position financière du service public lorsqu'elle reçoit une plainte alléguant que les tarifs sont irraisonnables, insuffisants ou injustement discriminatoire.
» [C'est nous qui soulignons]

Comme organisme de réglementation économique, la Commission est bivalente. Elle doit fixer des tarifs qui sont justes et raisonnables pour les contribuables. Elle doit également s'assurer que les tarifs permettront au service public de profiter d'un taux de rendement sur l'investissement afin de lui assurer une stabilité financière et de pouvoir continuer à fournir le service réglementé.

La *Loi sur l'électricité* est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2004, forçant une restructuration d'Énergie NB pour créer plusieurs groupes et, pour la première fois, un marché de la vente en gros et de la vente au détail dans le secteur de l'électricité. L'ancienne compagnie Énergie NB constituait un monopole à intégration verticale. La demanderesse dans la présente cause ne produit pas d'électricité et ne constitue pas un monopole à intégration verticale. Toutefois, la demanderesse, en vertu des dispositions de la *Loi* sur la restructuration interne, détient, à toutes fins pratiques, un monopole pour l'approvisionnement en électricité aux clients et elle dépend entièrement de Production Énergie NB pour l'approvisionnement en électricité vendue à ses clients.

La Commission note que l'intervenant public, le Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick (CCNB) et les médias se sont formellement opposés à la demande de confidentialité mise de l'avant par la demanderesse, conformément à la politique de la Commission sur les questions de confidentialité.

- (i) Le CCNB s'est opposé à la demande de la demanderesse à l'égard de EGNB IE-37 et EGN IR-39.
- (ii) L'intervenant public s'est opposé à la requête de la demanderesse à l'égard de tous les renseignements faisant l'objet de la requête effectuée par la demanderesse à la pièce A-8 et A10.
- (iii) Les médias ont prévenu qu'ils s'opposeraient à ce que tout renseignement fourni par la demanderesse soit déclaré confidentiel.

Nous désirons également noter que, à ce jour, aucune ordonnance de la Commission n'interdit la publication de l'information obtenue durant la procédure ou l'accès à la procédure par qui que ce soit. De plus, il n'existe aucune ordonnance déclarant que l'information fournie par la demanderesse est confidentielle.

DROIT APPLICABLE

L'article 133 de la *Loi sur l'électricité* se lit comme suit :

133 Lorsque la Commission obtient d'une personne, dans l'exercice de ses fonctions en application de la présente loi, des renseignements concernant les coûts supportés par cette personne en rapport avec ses

activités réglementées en vertu de la présente partie ou d'autres renseignements de nature confidentielle, ou que ces renseignements font l'objet d'une enquête menée par toute partie à des procédures entamées en vertu des dispositions de la présente loi, ces renseignements ne doivent pas être publiés ou révélés de façon à ce que toute personne puisse les utiliser à moins que la Commission n'estime que cette publication ou révélation est nécessaire dans l'intérêt public.

La protection conférée aux renseignements déposés à la Commission se produit, non en raison d'une ordonnance de la Cour, mais parce qu'il s'agit de renseignements du même type que ceux décrits dans la section et, par conséquent, inclus dans ses dispositions.

Au cours de la conférence préalable à l'audience, tenue le 11 juillet 2005, la Commission a été saisie d'une série de causes portant sur l'exercice des ordonnances de cour discrétionnaires limitant la liberté d'expression et la liberté de la presse en ce qui concerne les procédures judiciaires. La Commission a effectué une révision de ces causes.

L'expression la plus récente des principes par la Cour suprême du Canada figure dans *Toronto Star Newspaper Ltd. c. Ontario*, [2005] J.C.S. No 41, 2005 C.S.C 41. Le juge Fish a résumé pour la Cour l'état actuel du droit au Canada aux paragraphes 1 à 5 et aux paragraphes 7 et 8 de la décision :

« 1 Dans tout environnement constitutionnel, l'administration de la justice s'épanouit au grand jour — et s'étirole sous le voile du secret.

2 Cette leçon de l'histoire a été consacrée dans la *Charte canadienne des droits et libertés*. L'alinéa 2b) de la *Charte* garantit, en termes plus généraux, la liberté de communication et la liberté d'expression. La vitalité de ces deux libertés fondamentales voisines repose sur l'accès du public aux renseignements d'intérêt public. Ce qui se passe devant les tribunaux devrait donc être, et est effectivement, au cœur des préoccupations des Canadiens.

3 Bien que fondamentales, les libertés que je viens de mentionner ne sont aucunement absolues. Dans certaines circonstances, l'accès du public à des renseignements confidentiels ou de nature délicate se rapportant à des procédures judiciaires compromettra l'intégrité de notre système de justice au lieu de la préserver. Dans certains cas, un bouclier temporaire suffira; dans d'autres, une protection permanente sera justifiée.

4 Les demandes concurrentes se rapportant à des procédures judiciaires amènent nécessairement les tribunaux à exercer leur pouvoir discrétionnaire. La présomption de « publicité » des procédures judiciaires est désormais bien établie au Canada. L'accès du public ne sera interdit que lorsque le tribunal compétent conclut, dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire, que la divulgation *serait préjudiciable aux fins de la justice* ou *nuirait indûment à la bonne administration de la justice*.

5 Ce critère est maintenant appelé le critère de *Dagenais/Mentuck*, d'après les arrêts dans lesquels notre Cour a formulé et précisé les principes applicables. Il s'agit en l'espèce de déterminer si ce critère, élaboré relativement à des interdictions de publication au moment du procès, s'applique également à l'étape antérieure au dépôt d'accusations ou à « l'étape de l'enquête » dans une procédure criminelle. Il faut plus particulièrement décider s'il s'applique aux « ordonnances de mise sous scellés » visant les mandats de perquisition et les dénonciations qui en ont justifié la délivrance. »

À cet endroit, le juge Fish a décrit les questions présentées à la Cour dans l'affaire *Toronto Star*. Au paragraphe 7 de la décision, il précise comment la Cour entend disposer de l'appel dans cette affaire, notant que les principes qui viennent d'être décrits seraient appliqués. Il continue au paragraphe 7 comme suit :

« 7 Je suis d'avis de rejeter le pourvoi. J'estime que le critère de *Dagenais/Mentuck* s'applique à *chaque fois* qu'un juge exerce son pouvoir discrétionnaire de restreindre la liberté d'expression et la liberté de la presse relativement à des procédures judiciaires. Toute autre conclusion romprait, à mon avis, avec la jurisprudence de notre Cour, qui est demeurée constante au cours des vingt dernières années. Elle porterait également atteinte au principe de la publicité des débats judiciaires qui est inextricablement lié aux valeurs fondamentales consacrées à l'al. 2b) de la *Charte*.

8 Bien qu'il soit applicable à chacune des étapes du processus judiciaire, le critère de *Dagenais/Mentuck* est *depuis toujours censé être utilisé avec souplesse et en fonction du contexte...* » (C'est nous qui soulignons)

La série de causes menant à l'affaire *Toronto Star*, pour la plupart, portaient sur l'exercice d'un pouvoir judiciaire discrétionnaire dans le contexte de questions de droit pénal ou dans le contexte de l'exercice d'un pouvoir judiciaire discrétionnaire imposé par la loi comme dans l'affaire *Sierra Club du Canada c. Canada (ministre des Finances)*, [2002] 2 R.C.S. 522. La question dans cette cause portait sur l'effet d'une ordonnance de confidentialité rendue par un juge en vertu de la règle 151 de la Cour fédérale à l'égard d'un intérêt commercial important, connexe à l'instance judiciaire. La Cour a soutenu qu'une ordonnance de confidentialité pouvait être rendue, dans certaines circonstances, en tenant dûment compte d'une série de critères et en soupesant les intérêts et les droits. L'autre aspect important de cette cause est que le critère *Dagenais/Mentuck* a été appliqué de manière flexible et contextuelle dans une affaire civile et non criminelle.

Il existe quelques différences matérielles entre l'affaire *Sierra Club* et les circonstances de la présente affaire. Dans ce cas, la question portait sur l'exercice d'une discrétion prévue par la loi pour rendre une ordonnance de confidentialité. Dans la présente situation, la Commission exercerait son mandat général pour établir ses propres pratiques et ses propres procédures dans le contexte d'une loi qui prévoit que la Commission autorise le service public à facturer des tarifs justes et raisonnables. Le besoin de la Commission d'obtenir des renseignements dans la situation présente est quelque peu différent de celui de la Cour dans l'affaire *Sierra Club*.

La Commission a étudié les causes pour déterminer si une audience publique et les principes de liberté d'expression dont il a été fait mention dans l'affaire *Toronto Star* pourraient s'appliquer à une Commission ou à un tribunal comme le nôtre. C'est-à-dire une Commission qui exerce une fonction quasi-judiciaire dans l'administration de la justice telle qu'autorisée par un acte législatif et qui exerce des pouvoirs discrétionnaires dans le respect de sa pratique et de sa procédure. Après examen de ces causes, incluant *Travers c. Canada* (chef d'état-major de la Défense), [1993] 3 C.F. 528 (CF, section de première instance), confirmé en appel par la Cour d'appel fédérale, *Canadian Broadcasting Corporation c. Summerside (City)*, [1999] P.E.I.J. no 3, et *Pacific Press Ltd. c. Canada (ministre de l'Emploi et de l'Immigration)*, [1991] 2 C.F. 327 (CAF) de

même que les critères et les principes cités à cet égard, la Commission est convaincue qu'elle est liée à ces principes.

La Commission considère qu'il est approprié dans la présente cause d'appliquer le critère Dagenais\Mentuck de façon flexible et contextuelle au cadre législatif, légal et réglementaire dans lequel la Commission se situe.

EXAMEN DES DEMANDES DE LA PARTIE REQUÉRANTE

La Commission a révisé les demandes d'information présentées dans la preuve A-8 et décrites dans la preuve A-10 pour lesquelles la requérante demandait que les réponses soient déposées en vertu de l'article 133 de la *Loi sur l'électricité*. Les demandes d'information suivantes ont été réglées :

- (a) Disco EGNB IR-1, et
- (b) Les ententes d'achat d'énergie concernant Énergie nucléaire NB et Énergie NB Coleson Cove (COLESONCO).

Pour ce qui est du reste des demandes d'information, la requérante ne possède pas toute l'information. Les contrats avec les producteurs autonomes, entre autres, font partie de l'information qu'il n'a pas en sa possession et seront désignés sous le nom de « information sur les contrats avec les producteurs autonomes ». L'information demandée dans le reste des demandes d'information, l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes mise à part, sera désignée sous le nom de « documents requis ».

ANALYSE

Lorsqu'une information est déposée auprès de la Commission, l'article 133 de la *Loi sur l'électricité* s'applique, pour autant qu'il s'agisse du genre d'information décrit à l'article 133. La Commission ne doit pas divulguer cette information à moins qu'elle ne juge que cette publication soit nécessaire dans l'intérêt public. L'application de l'article 133 de la *Loi* pour une information de ce genre s'effectue en exécutant l'article 133 et non par ordonnance ou directive de la Commission. La Commission ne possède aucun pouvoir discrétionnaire lui permettant de décider l'inclusion d'une telle information dans l'article. À moins que la Commission ne détermine que cette information est d'intérêt public, l'article continue d'empêcher la diffusion publique de cette information. L'information déposée auprès de la Commission et fournie aux participants est publique et la Commission n'a pas besoin de déterminer s'il est dans l'intérêt public d'en permettre la divulgation.

Après avoir effectué l'examen de l'information déposée et qui n'a pas été fournie aux participants à titre de document public, la Commission peut déterminer qu'il est dans l'intérêt public que cette information soit soustraite à la protection de l'article 133 et déposée comme document public.

Lors de la conférence préalable à l'audience des 11 et 12 juillet 2005, la Commission a entendu l'argument du requérant selon lequel les documents requis devraient être déposés en vertu de l'article 133 de la *Loi sur l'électricité* et déclarés confidentiels. La Commission a également entendu l'exposé du requérant selon lequel elle ne devrait pas ordonner le dépôt de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes.

La requérante n'a déposé ni les documents requis ni l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes auprès de la Commission. Il en résulte que l'article 133 ne s'applique pas encore aux documents requis ou à l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes.

Une certaine confusion est survenue au cours de ces journées d'audience. Un bon nombre d'intervenants ont demandé que la Commission n'ordonne pas la classification confidentielle des documents requis et ils ont demandé que la Commission ordonne au requérant de déposer ces documents ainsi que l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes comme document public. Les intervenants ont motivé les raisons pour lesquelles ils devaient obtenir les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes et ils ont présenté des arguments pour que ces documents ne soient pas classés comme confidentiels. Les médias ont allégué que la Commission pourrait offenser l'audience publique et contrevenir aux principes de liberté d'expression énoncés dans l'affaire *Toronto Star* en autorisant la classification confidentielle des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes.

La Commission s'est prononcée à un certain nombre d'occasions sur l'importance des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes pour les besoins de fixer des tarifs justes et équitables. La Commission juge également important que les intervenants aient accès aux documents requis et à l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, si et lorsque ces documents sont déposés auprès de la Commission, afin de vérifier les affirmations du requérant.

Tel que mentionné, la Commission doit déterminer s'il est dans l'intérêt public de divulguer les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes. Une telle décision est rendue à la suite d'une audience permettant d'entendre les arguments en faveur et ceux contre l'exercice du pouvoir discrétionnaire de la Commission sur la divulgation de l'information protégée en vertu de l'article 133 de la *Loi*. La Commission juge que cette audience a eu lieu les 11 et 12 juillet 2005. La Commission a été en mesure d'adapter ses connaissances lors de l'évaluation de la signification et du genre d'information sous-jacente aux descriptions sommaires et qui figurent à la pièce A-8. L'article 133 de la *Loi* stipule que la divulgation des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, si et lorsque ces documents sont déposés, doivent être nécessaires à l'intérêt public. La Commission ne bénéficie d'aucun pouvoir discrétionnaire sur cette question.

La Commission a déterminé que l'intérêt public est mieux servi si elle atteint le point d'équilibre entre son rôle en tant qu'organisme de réglementation responsable d'autoriser des tarifs justes et raisonnables et son obligation de s'assurer que les principes de liberté d'expression et d'audience publique énoncés dans la cause *Toronto Star* soient appliqués. Cet équilibre est requis en raison des devoirs et des obligations particuliers imposés par la *Loi sur l'électricité* à l'endroit de la Commission et des obligations de la Commission à l'égard du service public du requérant.

La pièce A-8 indique que la requérante n'a pas en sa possession certaines parties de l'information demandée. Cette information n'est disponible qu'auprès des filiales d'exploitations d'Énergie NB ou grâce à la coopération des tierces parties.

À l'égard de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes demandée dans Disco (PI) IR-17, la Commission a transmis un avis à chacune des parties des contrats désignés à l'effet que la Commission pourrait ordonner que les contrats soient déposés auprès de la Commission au cours de cette audience. Le 11 juillet 2005, la Commission a entendu les arguments des conseillers de Bayside, St. George, Grandview et Fraser Papers. De plus, les conseillers du requérant ont présenté un argument à l'égard du contrat Bitor. L'objectif des représentations était de faire valoir que la Commission n'avait pas la compétence d'ordonner la présentation des contrats et que l'information incluse n'était pas pertinente à la présente demande. Les conseillers ont également refusé de fournir les contrats de bon gré.

La Commission se préoccupe du fait que des renseignements exclusifs et d'intérêt commercial relatifs aux compagnies d'exploitation ou au requérant faisant partie des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes soient divulgués et créent un désavantage concurrentiel au sein du marché nouvellement créé. Une telle divulgation risquerait d'entraîner un préjudice financier important pour ces compagnies et, si tel en était le cas, les tarifs d'électricité augmenteraient. La Commission est consciente de son obligation à l'égard de la stabilité financière continue du requérant dans le but de lui permettre de continuer d'offrir son service monopolistique. Néanmoins, la Commission doit être en mesure d'obtenir une certaine information pour lui permettre d'en arriver comme il se doit à des tarifs justes et équitables.

Il est indispensable à cette étape de comprendre que la requérante ne désire pas utiliser les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes pour appuyer sa cause. Si la Commission n'ordonne pas le dépôt des documents requis et de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, ils ne seront pas accessibles auprès de la Commission.

ORDONNANCES

- 1 Demande présentée par la requérante pour que l'information soit déposée auprès de la Commission à titre confidentiel

La Commission ordonne que la requérante dépose les documents requis en sa possession auprès de la Commission dans leur version non modifiée. L'article 133 de la *Loi sur l'électricité* s'appliquera à la portion de cette information que la requérante a identifiée comme étant protégée par l'article 133, tel que décrit à la pièce A-8. De plus, la Commission ordonne au requérant de déposer les documents requis auprès des archives publiques de la Commission, avec l'information identifiée par la requérante comme étant protégée par l'article 133, tel que décrit à la pièce A-8, dans sa version modifiée.

En rendant sa décision, la Commission a déterminé, après examen des divers droits et intérêts en jeu, que le dépôt des documents requis dans leur version non modifiée aurait un effet salvateur sur le droit des requérants à une audience juste. D'un autre côté, les effets délétères du dépôt des documents requis dans leur version non modifiée sur le principe des audiences publiques et de la liberté d'expression seraient minimaux.

La Commission juge qu'il est nécessaire et dans l'intérêt public que les documents requis dans leur version non modifiée soient étudiés au cours d'une audience à huis clos. La Commission émettra, au moment opportun, une ordonnance conforme à sa politique sur les questions de confidentialité dans le but de déterminer l'heure, la date et l'endroit de l'audience à huis clos pour l'examen des documents requis dans leur version non modifiée.

Les documents requis et l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes représentent une très petite portion de l'information requise dans plus de 300 demandes d'information. Les documents, bien que très importants aux délibérations de la Commission, sont très étroits ou formalistes. En ordonnant le dépôt des documents requis dans leur version non modifiée, la Commission est persuadée que, bien que ces procédures soient d'un intérêt public marqué, la liberté d'accès aux documents requis dans leur version non modifiée pendant la procédure ne serait que légèrement gênée par l'ordonnance rendue.

L'information sur les contrats avec les producteurs autonomes a présenté un problème particulièrement difficile pour la Commission. L'information sur les contrats avec les producteurs autonomes figure dans les dossiers des compagnies d'exploitation d'Énergie NB et porte généralement sur les contrats avec les tierces parties. La Commission juge que l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes est très importante pour fixer des tarifs justes et équitables.

La Commission a déterminé qu'elle ne possède pas la compétence d'ordonner le dépôt de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes auprès de la Commission et, par conséquent, de rendre aucune ordonnance à cet effet.

La Commission réitère une partie de sa décision du 9 juin :

« La Loi est également manifeste en ce sens que la Commission n'a aucune compétence quant aux compagnies d'exploitation. Nous croyons fortement, si les filiales d'exploitation d'Énergie NB possédaient de l'information pouvant aider cette Commission à fixer des tarifs justes et équitables pour les clients de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, que cette information serait disponible dans le cours de cette audience. »

La Commission note que le Livre blanc sur l'énergie a rendu manifeste les intentions du gouvernement de créer un marché concurrentiel pour l'électricité destinée aux clients des gros détaillants et à l'échelon du gros. L'intention de la législature est également évidente à l'effet qu'un tel marché devrait être créé et exploité au Nouveau-Brunswick. À cet effet, la législation a ordonné la séparation d'Énergie NB en deux compagnies de transport et de distribution entièrement réglementées par cette Commission, et des compagnies d'exploitation qui ne sont pas soumises à la surveillance réglementaire fondée sur les tarifs de cette Commission.

Avant cette division selon des axes fonctionnels (production, transport et distribution et exploitant du réseau), Énergie NB avait conclu des ententes pour l'approvisionnement en électricité et en énergie avec certains producteurs autonomes. Ces contrats, ou ententes d'achat d'énergie électrique, qui composent une partie de l'information sur les contrats avec les producteurs autonomes, portent sur la vente de l'approvisionnement en énergie sur le marché du Nouveau-Brunswick – un marché composé d'acheteurs et de vendeurs. Étant donné que les ententes d'achat d'énergie électrique ont clairement pour but de vendre de l'électricité et de l'énergie, il est évident que les intentions de la législature auraient été mieux satisfaites en affectant les ententes d'achat d'énergie au requérant, c'est-à-dire à la compagnie de distribution désignée par la législature comme fournisseur de service en matière d'offre standardisée pour le marché, et la compagnie qui doit actuellement acheter l'électricité pour satisfaire près de 100 % de la charge provinciale.

En fait, les ententes d'achat d'énergie ont été cédées à Production Énergie NB. Cette situation entraîne au moins deux conséquences néfastes pour les consommateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick :

1. Elle place les contrats hors de la portée de cette Commission pour ce qui est des questions relatives à la fixation des tarifs, contrariant ainsi le processus de conception tarifaire et de répartition des coûts nécessaire pour établir des tarifs justes et raisonnables qui sont également équitables et valables ; et
2. Elle constitue un obstacle à la croissance d'un marché concurrentiel pour les clients des gros détaillants et à l'échelon du gros en plaçant Production Énergie NB dans une position dominante sur le marché puisqu'elle est le seul fournisseur d'électricité pour la requérante.

La Commission note également que ces contrats d'achat d'énergie ont été conclus avec Énergie NB alors que la compagnie était un service public pleinement intégré et

réglementé. Par conséquent, on s'attendait, ou il était raisonnable de s'attendre, à ce que les contrats entre Énergie NB et les producteurs autonomes soient soumis à un examen lors d'un forum grand public. Ce n'est que parce qu'Énergie NB a été restructurée le 1^{er} octobre de l'an dernier, et le contrat cédé à ce qu'il est permis de croire comme étant la mauvaise compagnie remplaçante, que la Commission n'a pas la compétence d'obliger le dépôt du contrat au cours de cette procédure de fixation tarifaire.

Enfin, la Commission note que les contrats en question représentent une portion importante de la capacité provinciale. Deux de ces contrats portent sur les génératrices alimentées au gaz naturel, les seules dans la province. La requérante a indiqué que 29 millions \$ de l'augmentation du revenu demandée pour l'année 2005/2006 étaient imputables aux prix élevés prévus pour le gaz naturel.

La Commission est d'avis que sa capacité de s'acquitter de ses obligations, pour ce qui est de l'examen tarifaire de la vente au détail et de la surveillance du marché dans le but de promouvoir la compétition dans le domaine de l'exploitation, a été gravement compromise par la cessation des ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes à Production Énergie NB au lieu du requérant.

La Commission est également d'avis que la situation peut être remédiée, et l'intention du législateur respectée, si le ministre exerce son pouvoir discrétionnaire par le biais d'un décret qui retirerait les ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes de Production Énergie NB pour les affecter à nouveau au requérant.

2 Requête dans l'affaire d'une demande relative à l'enregistrement magnétoscopique et sonore des procédures :

Tel que noté au début de cette décision, la CBC avait demandé la permission d'être présente pour la durée de l'audience de la Commission, d'enregistrer la procédure par voie audio ou vidéo et de diffuser ces enregistrements sous réserve des restrictions en matière de publication pouvant être imposées à juste titre à toute personne en général et à la presse écrite.

La Commission a jugé approprié que tous les médias, incluant la télévision, couvrent la procédure d'audience publique de la Commission et qu'ils soient en mesure de diffuser les enregistrements de cette audience, qu'il s'agisse de la télévision ou de la radio. Par conséquent, la règle générale sera dorénavant que l'équipement audio ou vidéo peut être utilisé pour enregistrer nos procédures. Cette règle sera toujours sous réserve que la Commission puisse limiter l'enregistrement dans certains cas.

Par exemple, l'équipement d'enregistrement et de photographie ne seront pas permis lors des audiences à huis clos. Un autre exemple pourrait être lorsqu'une « journée publique » est tenue dans le cadre de l'audience tarifaire afin que les représentants du public puissent exprimer leur opinion devant la Commission sans avoir à participer à l'audience en entier. C'est durant cette journée qu'ils ont la possibilité de s'exprimer

devant la Commission. L'équipement d'enregistrement et de photographie seront interdits pour cette partie du processus. Par contre, tout représentant du public désirant accorder une entrevue peut le faire à l'extérieur de la salle d'audience. Ceux et celles qui sont intimidés par la télévision/la radio peuvent ainsi se sentir libre de s'adresser à la Commission sans être soumis à un enregistrement magnétoscopique ou sonore.

3 Requête dans l'affaire d'une demande relative à un préavis :

Les médias ont demandé à la Commission de leur faire parvenir un préavis de toute procédure interlocutoire future pendant laquelle la Commission aurait l'intention d'entendre des requêtes portant sur le dépôt à titre confidentiel de renseignements ou de documents. La Commission a passé en revue les commentaires sur les avis formulés par le juge Lamer au paragraphe 49 de *Dagenais c. Canadian Broadcasting Corporation*, [1994] 3 R.C.S. 835. Il a indiqué un certain nombre de problèmes d'ordre pratique et en a conclu que la décision devait être à la discrétion du juge.

La Commission juge approprié qu'une procédure de préavis soit adoptée par la Commission. La Commission note également le manque de réalisme consistant à suspendre les délibérations de la Commission lorsqu'une requête d'audience en matière de questions de confidentialité ou une requête d'audience à huis clos est présentée à la Commission dans un court délai. La Commission communiquera avec le Conseil de presse du Nouveau-Brunswick pour mettre au point un site comme celui qui est utilisé en Nouvelle-Écosse, nous a-t-on dit, et qui permettra d'afficher des préavis.

Annexe C

DEMANDE TARIFAIRE DE LA CORPORATION DE DISTRIBUTION
ET SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB

DÉCISION – DEMANDE DE ROGERS
RELATIVE À LA COMPÉTENCE
LE 27 OCTOBRE 2005

DANS L’AFFAIRE D’UNE DEMANDE EN DATE DU 21 MARS 2005
RELATIVE À UNE DEMANDE D’AUDIENCE POUR ÉTUDIER LA
MODIFICATION DES FRAIS, DES TAUX ET DES DROITS DE LA
CORPORATION DE DISTRIBUTION ET DE SERVICE À LA CLIENTÈLE
ÉNERGIE NB

ET DANS L’AFFAIRE D’UNE DEMANDE DE ROGERS CABLE
COMMUNICATIONS INC. RELATIVE À UNE AUDIENCE AUPRÈS DE LA
COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC DANS LE BUT
D’ÉTABLIR UN TAUX POUR LA FIXATION DES INSTALLATIONS DE ROGERS
AUX POTEAUX D’ÉLECTRICITÉ DE LA CORPORATION DE DISTRIBUTION ET
DE SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB.

Contexte

La Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB (« Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ») a déposé une requête auprès de la Commission des entreprises de service public (« la Commission ») en vertu de l’article 101 de la *Loi sur l’électricité* (« la Loi ») le 21 mars 2005 pour obtenir l’approbation de ses frais, de ses taux et de ses droits pour l’exercice de référence 2005-2006 (« la requête »). L’augmentation des taux proposée dans la requête dépassait les montants décrits dans l’article 99 de la *Loi*.

Dans une lettre adressée à la Commission en date du 5 mai 2005, Rogers Cable Communications Inc. (« Rogers ») a demandé à la Commission de lui accorder le statut d’intervenant formel à l’égard de la requête et a demandé à la Commission d’établir un taux pour la fixation des installations de Rogers aux poteaux d’électricité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (« taux de fixation aux poteaux »).

Dans une lettre adressée à la Commission en date du 13 mai 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s’est objectée à l’obtention du statut d’intervenant formel de Rogers sous prétexte que la Commission n’avait pas la compétence d’établir un taux de fixation aux poteaux.

Au cours de la conférence préalable à l’audience à l’égard de la requête, la Commission a entendu des arguments de fond présentés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers sur la question de l’obtention d’un statut d’intervenant formel de Rogers. La Commission a accordé par la suite un

statut d'intervenant formel à Rogers et a indiqué qu'elle fixerait une date, au moment opportun, pour étudier l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que la Commission n'avait pas la compétence d'établir un taux de fixation aux poteaux. Cette allégation a été entendue le 6 octobre 2005.

La Commission a entendu Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, Rogers, le New Brunswick Municipal Electric Utility Association et l'intervenant public. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers ont déposé des communications écrites à l'appui de leur prétention respective dans le but de réitérer et de développer les arguments et les prétentions présentées lors de la conférence préalable à l'audience, au cours de laquelle la question de compétence avait également été étudiée.

Dans *Barrie Public Utilities c. Canadian Cable Television Assoc.*, 2003 C.S.C. 28, la Cour suprême du Canada a rendu une décision connexe aux questions à l'étude dans la présente requête. Dans cette décision, la Cour a déterminé que le CRTC n'avait pas la compétence voulue pour fournir l'accès aux poteaux d'électricité des services publics ou pour en fixer les taux d'utilisation par les compagnies de télécommunication. Il en découle que la compétence de telles questions est de matière provinciale.

Faits connexes à cette requête

Dans le cadre de sa requête en date du 21 mars 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé un nouvel indicateur des frais, des taux et des droits pour lequel elle demandait l'autorisation de la Commission. Le 6 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé et reçu l'approbation de la Commission d'amender la requête pour obtenir l'autorisation de déposer le 1^{er} octobre 2005 au plus tard un nouvel indicateur de frais, de taux et de droits pour l'exercice financier 2006-2007 (« requête amendée »). Les indicateurs révisés des nouveaux taux ont été déposés à la Commission le 1^{er} octobre 2005 (« indicateurs »). Par la suite, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déposé le 11 octobre 2005 un cartable intitulé (« témoignages – besoins en revenus, 17 octobre 2005, vol. 1 de 1, référence de la Commission : 2005-002 » (« témoignages »).

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a informé la Commission lors de sa représentation du 6 octobre 2005 qu'elle avait conclu une entente conjointe avec le fournisseur de service téléphonique Aliant relative aux questions datant des années 90 et à la fixation des installations de Rogers aux poteaux de l'autre partie. De plus, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a informé la Commission qu'elle avait conclu, à la fin de 1996, une entente auxiliaire relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux par des tierces parties et elle a indiqué que Rogers avait conclu une entente avec Aliant relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux de Distribution et Service à la clientèle

Énergie NB et d'Aliant, en vertu de cette entente auxiliaire. Enfin, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué qu'elle mettait fin à l'entente auxiliaire conclue avec Aliant sur la fixation des installations de Rogers aux poteaux par une tierce partie et qu'elle demandait à Rogers de négocier la fixation de ses installations aux poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB directement avec cette dernière. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers ont tous deux convenu que la résiliation de l'entente auxiliaire relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux par une tierce partie ne constituait pas un enjeu de cette demande ou de la présente requête. Toutefois, c'est la résiliation de l'entente auxiliaire sur l'utilisation par une tierce partie et la nécessité de négocier directement avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui a incité Rogers à demander le statut d'intervenant dans la présente requête et à demander à la Commission d'établir un taux de fixation aux poteaux. Un aspect additionnel de la demande de Rogers porte sur le fait que la compagnie n'a pas été en mesure de négocier un taux satisfaisant d'utilisation aux poteaux avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, en réponse à la demande d'information numéro 2 (pièce A-12), a présenté une [TRADUCTION] « révision de l'étude sur la répartition des coûts par catégorie pour les allocations de la distribution, décembre 2004 ». Cette étude indique que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est propriétaire de 343 000 poteaux et que Aliant en appartient 200 000. Dans son argument, Rogers indique que 108 904 poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB représentent l'enjeu entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers.

La principale source de revenu de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se compose des frais, des taux et des droits perçus pour la vente de l'électricité aux clients du détail, aux clients des grandes industries et aux services publics électriques de distribution. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reçoit également des revenus d'autres sources.

Le tableau 5E figure dans la preuve directe de Lorrie Clark, à la page 9. Il est intitulé [TRADUCTION] « Prévission des revenus divers de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB pour l'année financière se terminant le 31 mars [2006-2007] » (« revenus divers »). Le tableau 5E présente une liste de six postes de revenus divers ainsi que leur valeur monétaire et il est suivi d'une explication de chaque poste. Dans cette liste, un poste est identifié comme « autres ». Ce poste comprend les revenus provenant : (1) de divers arrangements avec les tierces parties, (2) des services d'élagage des arbres, (3) des gains obtenus par la vente d'immobilisations, et (4) « des services fournis par le biais d'une entente d'usage conjoint avec un service public de télécommunication ».

Les indicateurs font partie de la requête amendée déposée et figurent dans la preuve comme pièce jointe 2A. RPR N-23 est à la page 23 et, sous l'intitulé

[TRADUCTION] « Indicateurs de taux pour la location des installations », les taux sont présentés pour : (1) les chauffe-eau, (2) l'éclairage des zones, (3) l'éclairage de rues et (4) les poteaux. La catégorie poteaux est décrite comme étant : « cette catégorie de clients qui louent les poteaux d'Énergie NB. » (« Indicateurs TP »).

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB détient une licence octroyée par la Commission en vertu de la partie V, section A de la *Loi*, lui permettant d'exercer les activités décrites au paragraphe 86(c) de la *Loi*.

Questions en litige

La Commission juge qu'il y a trois questions sur lesquelles elle doit se pencher pour déterminer sa compétence dans cette affaire :

- (1) L'interprétation de l'article 97 de la *Loi* à l'égard du terme « services », tel qu'employé dans cette section.
- (2) L'inclusion dans la requête amendée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'une requête d'approbation des taux de location de poteaux parmi ses indicateurs.
- (3) Comme Distribution et Service à la clientèle Énergie NB détient une licence octroyée par la Commission en vertu de la partie V, section A de la *Loi*, il peut être d'intérêt public que la Commission amende la licence de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour ajouter une condition afin que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB permette l'accès des poteaux d'électricité par Rogers et que la Commission approuve les taux pour cet accès.

(1) Interprétation de l'article 97 de la *Loi*

Les dispositions de la *Loi* correspondant à la requête de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et de Rogers à l'égard de l'interprétation de l'article 97 de la *Loi* se lisent comme suit :

Définitions

1 Dans la présente loi

« réseau de distribution » désigne l'ensemble des installations servant à distribuer de l'électricité à des tensions de moins de 69 kilovolts, y compris les constructions, l'équipement et les autres choses utilisés à cette fin ;

« service en vertu d'un contrat type » désigne un service d'électricité fourni par le fournisseur de service en vertu d'un contrat type à une entreprise de distribution d'électricité ou à un client industriel directement du réseau contrôlé par l'ER selon les frais, taux et droits autorisés en vertu de la partie V ;

Filiales de la Corporation

4(1) Le lieutenant-gouverneur en conseil peut faire en sorte que la Corporation constitue en corporation les filiales suivantes sous le régime de la *Loi sur les corporations commerciales* :

- (d) une corporation sous la raison sociale Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick, qui a notamment pour objet d'être propriétaire et d'exploiter les réseaux de distribution et de fournir des services à la clientèle relatifs à la fourniture et à l'alimentation en électricité au moyen de ces réseaux.

Partie V, section B, SERVICES DE DISTRIBUTION

Champ d'application

97 La présente section s'applique à la Corporation de distribution relativement aux services qu'elle fournit à ses clients au moyen de son réseau de distribution et relativement à l'électricité fournie aux entreprises de distribution d'électricité et à la clientèle industrielle en sa qualité de fournisseur de service en vertu d'un contrat type ; toutefois, la présente section ne s'applique pas relativement à l'électricité fournie en vertu de l'alinéa 77(3)(b).

Demande d'approbation au changement des frais, taux et droits

101(1) Si un changement aux frais, taux et droits pour ses services se traduit par un pourcentage qui dépasse le pourcentage autorisé en vertu de l'article 99, la Corporation de distribution doit faire une demande à la Commission en vue d'obtenir l'approbation au changement ; elle ne peut faire le changement tant qu'elle n'en a pas reçu l'approbation.

101(3) Lorsqu'elle prend en considération une demande en vertu du présent article, la Commission doit rendre son ordonnance quant aux frais, taux et droits qui doivent être demandés par la Corporation de distribution en fonction de tous les besoins en revenus pour la fourniture des services visés à l'article 97.

101(5) À la fin de l'audience, la Commission fait ce qu'il suit :

- (a) elle approuve le changement aux frais, taux et droits, si elle est convaincue qu'ils sont justes et raisonnables ou, si elle n'en est pas convaincue, elle fixe les frais, taux et droits qu'elle juge raisonnable ; et

Perception des frais, taux et droits

102(1) La Corporation de distribution ne peut demander, exiger, percevoir ni recevoir une rétribution supérieure ou inférieure pour ses services à celle qui est prévue par les indicateurs établis à l'époque, ni exiger, ni percevoir, ni recevoir des frais, taux ou droits non spécifiés dans ces indicateurs.

Les termes « services », « clients » et « électricité » ne sont pas définis. Dans la section B de la partie V, aucune mention n'est faite du terme « tarif », tel qu'employé aux articles 107, 108, 110 et 111, section C, Services de transport et services ancillaires, de la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB allègue que la Commission est une création législative et, en l'absence de pouvoir exprès dans la *Loi* conférant à la Commission le pouvoir de traiter des taux de fixation aux poteaux, qu'elle n'en a pas la

compétence. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme qu'il n'existe aucune disposition dans la *Loi* qui confère ce pouvoir à la Commission.

Pour appuyer sa position, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que la section B de la partie V de la *Loi* régit la requête amendée et que cette section de la *Loi* est la seule source permettant à la Commission d'approuver les frais, les taux et les droits recherchés par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que les mots des textes législatifs doivent être interprétés dans leur sens grammatical et ordinaire, tel que stipulé par E.A. Driedger à la page 87 de son texte intitulé *Construction of Statutes*, (2^e édition, 1983). En appliquant ces règles à l'interprétation statutaire, le mot « services » tel qu'employé à l'article 97 doit s'appliquer uniquement aux services d'électricité. Il s'agit de la seule interprétation possible à donner au terme « services » lorsque ce terme est interprété dans le contexte de la *Loi* au complet.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB allègue que la partie importante de l'article 97 est le syntagme « relativement aux services qu'elle fournit à ses clients au moyen de son réseau de distribution ». Pour analyser ce syntagme, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme qu'il faut étudier la définition de « réseau de distribution ». Cette définition décrit un réseau de ce genre comme un réseau « qui sert à distribuer l'électricité aux clients ». Distribution et Service à la clientèle Énergie NB allègue également que la définition de « consommateur » appuie son interprétation puisqu'elle indique la consommation « de l'électricité qu'une personne n'a pas produite ».

En se fondant sur cette analyse, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que l'article 97 devrait être interprété comme suit :

La présente section s'applique à la Corporation de distribution relativement aux services qu'elle fournit à ses clients au moyen de son réseau permettant de distribuer l'électricité à une personne qui utilise, pour sa propre consommation, de l'électricité qu'elle n'a pas produite...et inclut les constructions, l'équipement ou les autres choses utilisés à cette fin.

Enfin, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB affirme que, lorsque l'article 97 est interprété de cette façon, la section B limite le pouvoir de la Commission à l'approbation des taux pour la distribution de l'électricité uniquement. Comme Rogers propose d'utiliser les poteaux pour la distribution des services de câble et que les services de câble ne figurent pas à l'article 97, la Commission n'a aucune compétence d'établir les taux de fixation aux poteaux pour de tels services.

Rogers allègue que la Cour suprême du Canada a affirmé « ...il faut donner aux termes contenus dans une loi leur sens ordinaire. Les autres principes d'interprétation législative n'entrent en jeu que lorsque les termes à définir sont ambigus. » Dans cette affirmation, Rogers cite le paragraphe 18 de décision *R. c. McCraw*, [1991] 3 R.C.S. 72, 128 N.R. 299 et invoque l'affaire *Barrie* (précité) pour appuyer sa prétention.

Rogers allègue que le mot « services » figurant à l'article 97 inclut tous les services fournis par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de la *Loi* et non seulement la disposition sur les services d'électricité. Rogers note que les services de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de l'article 97 doivent être fournis conformément à son « réseau de distribution ». Il mentionne ensuite la définition de « réseau de distribution ». Cette définition indique qu'un réseau pour distribuer l'électricité inclut « les constructions, l'équipement et les autres choses utilisés à cette fin ». Rogers allègue que les poteaux d'électricité font clairement partie et sans l'ombre d'un doute du réseau de distribution de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dont il est question à l'article 97 et qu'ils font partie intégrante de la fourniture de services de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dont il est question dans cet article.

Par ailleurs, Rogers indique que le fait de permettre à une entreprise de câblodistribution d'utiliser un espace sur ses poteaux constitue un service de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'endroit des clients par le biais de son réseau de distribution. Il ajoute enfin qu'il n'y a rien dans la *Loi* qui suggère que l'article 97, dans son sens ordinaire, devrait être interprété de sorte à exclure la fourniture d'un espace par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aux entreprises de câblodistribution.

Dans l'affaire *Charlebois c. la ville de Saint-Jean*, 2004 NBCA 49 (IIJCan) (en pourvoi devant la Cour suprême du Canada), la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick s'est penchée sur l'état du droit actuel au Nouveau-Brunswick à l'égard de l'interprétation des actes législatifs. La question dans cette affaire portait sur l'interprétation à donner au mot « institutions », tel qu'employé aux articles 1 et 22 de la *Loi sur les langues officielles du Nouveau-Brunswick*. Bien que l'affaire porte sur l'application de cette *Loi* à l'égard des plaidoyers et des preuves dans les actions en justice, il ne s'agissait pas d'une contestation fondée sur la *Charte*. La question cherchait explicitement à déterminer si le terme « institutions » de ces articles incluait une municipalité. La Cour a conclu qu'il n'en était pas le cas. Bien que la Cour suprême du Canada puisse être en désaccord avec l'interprétation des dispositions législatives de la Cour d'appel, les extraits suivants de la décision *Charlebois*, soit les paragraphes [17] et [18] ainsi que le paragraphe [43], demeureront l'expression de l'état du droit actuel au Nouveau-Brunswick à l'égard de l'interprétation des actes législatifs.

A. Principes d'interprétation législative

...

[17] Il ressort de la jurisprudence relative à l'interprétation des lois que la Cour suprême du Canada a énoncé à maintes reprises des principes généraux destinés à guider les tribunaux dans l'interprétation de textes législatifs. Bref, la Cour suprême a depuis bon nombre d'années adopté la méthode moderne d'interprétation des lois et a complètement délaissé la méthode littérale d'interprétation qui se limitait souvent à un examen du libellé dans son sens ordinaire. En revanche, la méthode moderne d'interprétation préconise l'examen de l'objet de la disposition litigieuse ainsi que l'objet de la loi elle-même, l'historique de la disposition particulière, l'économie générale de la loi, et enfin l'intention du législateur autant dans l'adoption de la disposition particulière que dans la loi dans son ensemble.

[18] La formulation de cette méthode d'interprétation que privilégie la Cour suprême dans ces récents arrêts est celle qu'énonce E.A. Driedger dans son ouvrage *Construction of Statutes* (2^e éd. 1983), à la page 87 :

[TRADUCTION] Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul principe ou solution : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur.

et

[43] Le principe de la cohérence interne d'une loi est clairement établi et reconnu dans la jurisprudence canadienne. En somme, ce principe d'interprétation exige que l'on présume qu'une loi est cohérente et qu'elle soit interprétée, dans la mesure du possible, de façon à ce qu'il n'existe pas d'incohérence ou d'incompatibilité entre ses dispositions ou ses parties. La professeure R. Sullivan dans *Driedger on the Construction of Statutes* (3^e éd. 1994) à la p. 176, a formulé la présomption de cohérence en ces termes :

[TRADUCTION] Les dispositions d'une loi sont présumées fonctionner ensemble, tant logiquement que téléologiquement, comme les diverses parties d'un tout. Les parties sont présumées s'assembler logiquement pour former un cadre rationnel, intrinsèquement cohérent. [...] La présomption de cohérence est virtuellement irréfragable.

La Commission a abordé l'interprétation de l'article 97 de la *Loi* d'une perspective légèrement différente que celle livrée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers à la lumière de ces règles d'interprétation législatives définies par la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick.

Le paragraphe 102(1) de la *Loi* stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne peut percevoir ni recevoir une rétribution supérieure ou inférieure pour « ses services » à celle qui est prévue par les indicateurs établis à l'époque. Le paragraphe 101(5) autorise la Commission à approuver le changement aux frais, taux et droits si elle est convaincue qu'ils sont justes et raisonnables. Si la Commission n'est pas convaincue que les frais, taux et droits sont raisonnables, elle peut fixer les frais, taux et droits qu'elle juge raisonnables.

Le paragraphe 101(3) de la *Loi* instruit la Commission de rendre son ordonnance en vertu du paragraphe 101(5) en fonction «... de tous les besoins en revenus pour la fourniture des services visés à l'article 97. »

L'alinéa 4(1)(d) de la *Loi* stipule, entre autres choses, que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est constituée en corporation et qu'elle a pour objet « ... notamment, d'être propriétaire et d'exploiter les réseaux de distribution et de fournir des services à la clientèle relatifs à la fourniture et à l'alimentation en électricité au moyen de ces réseaux ».

Si les dispositions de l'article 97 sont interprétées de façon restrictive à la fourniture des services d'électricité, il en résulte un manque de cohérence et de constance entre l'alinéa 4(1)(d), l'article 97 et les paragraphes 101(3), 101(5) et 102(1). C'est-à-dire que lorsque les dispositions de l'article 97 sont étudiées à la lumière de toutes les dispositions de la *Loi*, le terme « services » tel qu'il figure à l'article 97 doit être interprété de manière à s'appliquer plus largement qu'à la simple fourniture d'électricité. Dans le cas contraire, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne pourrait ni percevoir ni recevoir des revenus pour les services décrits sous le poste revenus divers. Le paragraphe 102(1) stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit se limiter à recevoir une rétribution pour les services identifiés par les indicateurs établis. À moins que les revenus divers soient inclus dans les frais, taux et droits pour lesquels une demande d'approbation est soumise, la Commission ne tiendrait pas compte de tous les besoins en revenus prévus pour la fourniture des services stipulés à l'article 97 en contravention du paragraphe 101(3). Si la Commission choisissait d'ignorer ces revenus, il en résulterait que la Commission approuverait des frais, taux et droits qui ne sont pas justes et raisonnables, contrevenant aux dispositions de l'article 101(5).

En conséquence, la Commission considère que l'article 97 inclut le pouvoir de la Commission de fixer les taux de fixation aux poteaux.

(2) Inclusion dans la requête d'un « indicateur pour la location des installations »

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a été incorporée en vertu de la *Loi sur les corporations commerciales* du Nouveau-Brunswick et possède à ce titre, tel que prévu par la *Loi*, tous les pouvoirs conférés à une corporation et à une personne ordinaires. L'alinéa 4(1)(d) de la *Loi sur l'électricité*, tel que présenté ci-dessus, identifie plusieurs objets à l'incorporation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. L'article 76 de la *Loi* désigne Distribution et Service à la clientèle Énergie NB comme fournisseur de service exclusif de la province en vertu d'un contrat type. L'article 77 prévoit que le fournisseur de service en vertu d'un contrat type doit approvisionner en électricité toutes les entreprises de distribution et tous les clients industriels. Toutefois, ces dispositions ne limitent pas les affaires de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à ces activités.

Si Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, comme corporation commerciale ordinaire, choisissait de se livrer à des opérations commerciales, qu'elle demandait une rétribution pour ses services et qu'elle en retirait des revenus non inclus dans les indicateurs pour lesquels une requête est présentée, elle pourrait arguer que de telles opérations ne sont pas assujetties à un examen de la Commission en vertu de la requête amendée parce que ces opérations s'inscrivent sans être visées par l'article 97 de la *Loi*.

Tel que décrit plus haut, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'oppose à la requête de Rogers demandant à la Commission de fixer des taux de fixation aux poteaux pour le motif que cette requête n'est pas fondée sur la fourniture des « services d'électricité » stipulée à l'article 97 de la *Loi*. Nonobstant cette objection, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a choisi d'inclure les revenus divers dans sa preuve.

Un examen des sources de revenus décrites dans les revenus divers indique que ce ne sont pas tous ces revenus qui sont liés directement à la fourniture de « services d'électricité » et qu'ils se situent davantage au niveau des opérations ou autres arrangements commerciaux. Parmi le poste « autres », il y a un revenu intitulé « services fournis en vertu d'une entente conjointe d'utilisation conclue avec un service public de télécommunication ». Il s'agit ici de frais de location et non de la fourniture de services d'électricité.

De plus, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a présenté dans sa preuve (page 23 de la pièce 2A) des indicateurs incluant les indicateurs PR décrits plus haut. Un taux pour la fixation des installations de Rogers aux poteaux y est inclus. Les indicateurs décrivent les taux pour lesquels Distribution et Service à la clientèle Énergie NB cherche à obtenir l'approbation de la Commission dans sa requête amendée.

La Commission note que la catégorie tarifaire pour la location des poteaux dans les indicateurs PR prévoit la location de poteaux au complet. Elle juge indu de restreindre cette catégorie à la location de poteaux en entier au lieu des parties de poteaux. En conséquence, la Commission considère que cette catégorie inclut la location de parties de poteaux.

La Commission en a conclu que l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que la Commission n'a pas la compétence d'établir les taux de fixation aux poteaux est incompatible avec sa requête pour que la Commission approuve un taux inclus dans les indicateurs pour la location des poteaux et l'inclusion des revenus perçus auprès de Aliant en vertu de leur entente conjointe d'utilisation dans les revenus demandés.

La Commission a déterminé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a soumis une requête auprès de la Commission pour l'autorisation d'un taux qui est, à toutes fins pratiques, du même genre celui pour lequel elle s'oppose à une décision de la Commission. En se fondant sur cette incohérence, la Commission juge que l'allégation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'effet que la Commission n'a pas le pouvoir d'établir les taux de fixation aux poteaux est mal fondée. En conséquence, la Commission considère que le taux de services inclus dans les taux soumis pour approbation par la Commission est suffisamment vaste pour y inclure le taux de fixation aux poteaux.

En se fondant sur l'analyse des deux questions qui précèdent, la Commission conclut qu'elle a compétence de fixer un taux de fixation aux poteaux et ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer immédiatement les preuves additionnelles de ce qu'elle croit être le taux approprié.

En raison des conclusions des deux premières questions, il n'est pas nécessaire que la Commission traite de la troisième question. Toutefois, la Commission a invité Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Rogers à se pencher sur cette

troisième question dans leur argument. Par conséquent, la Commission juge approprié à ce moment d'inclure son analyse de cette question.

(3) Amendement à la licence de Distribution et Service à la clientèle
Énergie NB pour ajouter une condition afin de permettre l'accès de ses
poteaux d'électricité par les entreprises de câblodistribution et
l'approbation des taux pour cet accès.

Comme mentionné plus haut, la Commission a demandé expressément à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et à Rogers de commenter l'idée que la Commission puisse exercer son pouvoir relatif aux licences en vertu de la partie V, section A de la *Loi* pour déterminer sa compétence de fixer les taux de fixation aux poteaux.

Les parties pertinentes de la *Loi* ayant trait au pouvoir de la Commission relatif aux licences sont présentées ci-dessous :

Interdictions

86 Nul ne peut, à moins d'être titulaire d'une licence en vertu de la présente partie ne l'y autorisant

- (c) fournir ou acheminer de l'électricité ou faire en sorte que l'électricité soit fournie ou acheminée ou que des services auxiliaires soient fournis à partir ou au moyen du réseau contrôlé par l'ER ou jusqu'à celui-ci ; **ou**

Demande d'obtention d'une licence

89(1) Une personne peut faire une demande de licence ou une demande en vue d'obtenir la modification de sa licence ou le renouvellement de celle-ci, pour l'autoriser à exercer l'une ou l'ensemble des activités décrites à l'article 86 selon ce qu'elle spécifie dans sa demande. Elle doit, lors de sa demande, verser les droits déterminés par la Commission en vertu du paragraphe (2).

License assortie de conditions

90(1) Lorsque la Commission délivre, modifie ou renouvelle une licence, elle peut l'assortir de conditions se rapportant à l'exercice de l'activité décrite à l'article 86 ou de toute autre condition qu'elle estime opportune eu égard aux fins de la présente loi.

90(2) Sans que soit limitée la portée générale du paragraphe (1), une licence peut être assortie de conditions portant sur l'emprise du marché ou la possibilité d'emprise sur le marché.

Modification d'une licence

91 La Commission peut, sur demande faite par quiconque ou de sa propre initiative, modifier une licence si elle estime que la modification répond à l'une ou l'autre des affirmations suivantes :

- (a) elle est d'intérêt public eu égard aux fins de la présente loi ;
- (b) elle est nécessaire pour pallier les cas d'emprise sur le marché ou pour prévenir les risques d'une telle éventualité.

Dans sa réponse à la demande de la Commission, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que les dispositions sur les licences de la *Loi sur l'électricité* portaient exclusivement sur les questions de transport. La Commission excéderait sa compétence en invoquant les dispositions de la *Loi* pour déterminer sa compétence sur les taux et la fixation des installations de Rogers aux poteaux d'électricité en l'absence d'un pouvoir expressément dévolu ailleurs dans la *Loi*. Elle a affirmé, contrairement à la position de Rogers, que la question relative à la fixation des installations de Rogers aux poteaux n'est pas une question d'intérêt public. Elle a allégué qu'elle n'exerçait aucune emprise ou pouvoir de monopole à l'égard de la fixation des installations de Rogers aux poteaux ou des taux d'utilisation. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également ajouté qu'elle n'exerçait aucune emprise sur le « marché » de l'électricité ou pouvoir de monopole à l'égard du « marché » de l'électricité. Enfin, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué que la fourniture des services de câblodiffusion ne constitue pas un service essentiel.

Rogers a indiqué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB contrôlait un nombre suffisamment élevé de poteaux d'électricité au Nouveau-Brunswick pour exercer un pouvoir de monopole à l'égard de leur accès. L'accès des poteaux d'électricité par les services de câblodiffusion est essentiel. Il est d'intérêt public que chaque entreprise désirant fournir un service au public qui nécessite de façon logique un accès aux poteaux d'électricité et aux poteaux de téléphone n'ait pas à obtenir une servitude et à ériger ses propres poteaux lorsqu'il y a des poteaux disponibles auxquels ces services peuvent être attachés sans interférence technique ou nuire au propriétaire des poteaux. Il est dans l'intérêt public d'éviter la prolifération des poteaux. En conséquence, Rogers a suggéré que la Commission utilise son pouvoir à l'égard des licences pour traiter de la question des taux d'utilisation de poteaux.

La Commission note que la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick est calquée, et jusqu'à un certain point tiré, de la *Ontario Energy Board Act, 1998, S.O. 1998, c.15*, (appendice B) (« *Loi sur la Commission d'énergie de l'Ontario ou Loi sur la CEO* »). La Commission est consciente qu'il n'existe aucune disposition expresse dans la *Loi sur la CEO* conférant à la CEO le pouvoir de traiter de questions d'utilisation des poteaux. La Commission a déterminé que la CEO traitait pratiquement des mêmes questions que celles soulevées dans la présente requête, dans une ordonnance et décision en date du 7 mars 2005 (RP-2003-0249). Cette décision a été rendue à l'égard d'une requête en vertu de l'article 74 de la *Loi sur la CEO* et présentée par le *Canadian Cable Television Association* (« CCTA ») relative à une ordonnance permettant d'amender les licences des distributeurs d'électricité pour permettre à ses membres d'avoir accès aux poteaux d'électricité et, par le fait même, établir un taux (« décision de la CEO sur les poteaux »).

La Commission a étudié la décision de la CEO sur les poteaux et a jugé que les motifs de la CEO correspondaient entièrement à l'évaluation de la situation de la Commission au Nouveau-Brunswick.

Tel qu'indiqué plus haut, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB détient une licence de la Commission en vertu de la partie V, section A de la *Loi*. L'article 90 de la

Loi confère à la Commission le pouvoir d'imposer des conditions de licence qu'elle estime opportunes eu égard aux fins de la *Loi* afin de traiter de l'emprise sur le marché ou pour prévenir les risques d'une telle éventualité. L'article 91 confère à la Commission le pouvoir d'agir pour modifier une licence de sa propre initiative si elle juge qu'il est dans l'intérêt public de le faire eu égard aux fins de la *Loi*, pour pallier les cas d'emprise sur le marché ou pour prévenir les risques d'une telle éventualité.

Il est clair qu'un des objets de l'ensemble de la *Loi* est d'assurer l'approvisionnement en électricité aux résidents du Nouveau-Brunswick de manière sécuritaire, fiable et économique. Il est nécessaire pour l'atteinte de ces objets que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilise des poteaux d'électricité. Toutefois, il serait non rentable et ruineux si tous les services publics et toutes les personnes désirant fournir des services au Nouveau-Brunswick devaient obtenir leur propre servitude et leurs poteaux dans des régions déjà desservies par des poteaux d'électricité. Il serait approprié de permettre l'accès aux poteaux d'électricité pour la fourniture de services à condition que ces services ne perturbent pas le réseau de distribution. Au Nouveau-Brunswick, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Aliant sont pratiquement propriétaires de tous les poteaux de l'aire d'opération de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ils ont une entente d'usage conjoint à l'égard de ces poteaux. Les poteaux d'électricité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB constituent un service essentiel dans la fourniture des services de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de la *Loi*. La prolifération de poteaux n'est pas dans l'intérêt public. L'entente entre Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et Aliant qui prévoit un partage des poteaux pour y fixer leurs services respectifs doit être encouragée puisqu'il s'agit d'une pratique prudente et économique. La décision de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'exclure Rogers des poteaux d'électricité pour un accès équivalent n'est ni conforme aux dispositions de la *Loi* ni d'intérêt public.

La Commission pourrait modifier la licence de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en y ajoutant une nouvelle condition. Cette condition stipulerait que toutes les entreprises de télédiffusion par câble opérant dans la province puissent avoir accès aux poteaux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à des taux fixés par la Commission. Toutefois, dans la présente instance, cette démarche n'est pas nécessaire en raison des conclusions des deux premières questions.

Décision orale
Le 27 octobre 2005 Transcription

Annexe D



DÉCISION

**DANS L’AFFAIRE D’UNE demande en date du 21 mars 2005
relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux
et des droits à l’égard de la répartition des coûts, de la conception
tarifaire et de la prévision de la charge de la Corporation de
distribution et service à la clientèle Énergie NB**

Le 21 décembre 2005

**Commission des entreprises de service public
du Nouveau-Brunswick**

La Commission des entreprises de service public
du Nouveau-Brunswick

DANS L’AFFAIRE D’UNE demande en date du 21 mars 2005 relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB.

Commission :

David C. Nicholson, président
David S. Nelson, vice-président
C. Randall Bell, commissaire
Patricia LeBlanc-Bird, commissaire
Jacques A. Dumont, commissaire
Kenneth F. Sollows, commissaire
Diana Ferguson Sonier, commissaire
H. Brian Tingley, commissaire

Lorraine R. Légère, secrétaire de la Commission
M. Douglas Goss, conseiller principal
John Lawton, conseiller
Peter A. MacNutt, conseiller juridique de la Commission
John Murphy, consultant
Arthur W. Adelberg, consultant
Steven S. Garwood, consultant

Partie demanderesse :

Corporation de distribution et service
à la clientèle Énergie NB

Rock Marois, vice-président
Lori Clark, directrice administrative
Neil Larlee, Corporation de portefeuille
Énergie NB
David Hashey, c.r., conseiller juridique
Terry Morrison, c.r., conseiller juridique
Malcolm R. Ketchum, consultant

Intervenants formels :

Canadian Broadcasting Corporation

Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick

David Coon

Eastern Wind Power Inc.

Paul Woodhouse
Peter MacPhail, procureur

Enbridge Gas New Brunswick Inc.

Shelley Black, directrice des Affaires réglementaires
Ruth York, analyste de la réglementation
David MacDougall, procureur
Dr. Alan Rosenberg, consultant

Irving Paper Limited

William Dever
Andrew Booker

Irving Pulp & Paper Limited

Kevin McCarthy
Mark Mosher

J.D. Irving Limited

Wayne Wolfe
Thomas Storing

Jolly Farmer Products

Jonathan English

Manufacturiers et Exportateurs du Canada

David Plante

New Brunswick Municipal Electric Utility Association

Richard Burpee, Saint John Energy
Eric Marr, Saint John Energy
Dana Young, Saint John Energy
Charles Martin, Énergie Edmundston
Dan Dionne, Perth-Andover Electric Light
Raymond Gorman, c.r., conseiller juridique
Paula Zarnett, consultante

Parties intéressées

Jan Rowinski
Eric Allaby
Chris Baker
Erik Denis
Shawn Graham
Stuart Jamieson
Roly MacIntyre

Rogers Cable Communications Inc.	Christianne Vaillancourt Leslie Milton, Solicitor John Armstrong
Telegraph Journal	
Vibrant Communities	Tom Gribbons Kurt Peacock
Intervenants publics :	Peter Hyslop Carolanne Power Robert O'Rourke, consultant Robert D. Knecht, consultant Donald Barnett, consultant
Intervenants informels :	
Association des producteurs agricoles du Nouveau-Brunswick	Jonathan English
Conseil canadien des distributeurs en alimentation	Jeanne Cruikshank
Corporation de production Énergie NB	Rick McGivney
Ville de Miramichi	John McKay
Energy Probe Research Foundation	Thomas Adams David MacIntosh
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick	William Marshall Kevin Roherty
Falconbridge Limited	Jean-Guy Paulin Ted Shannon
Flakecommission Company Limited	Barry Gallant
Potash Company of Saskatchewan	George Bollman
Terry Thomas Consulting	Terry Thomas
UPM-Kymmene Miramichi Inc.	Juha-Pekka Jutti

La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB a introduit une requête auprès de la Commission des entreprises de service public (la Commission), le 21 mars 2005, pour obtenir une audience afin d'étudier la modification de ses frais, de ses taux et de ses droits. L'article 101 de la *Loi sur l'électricité* (la *Loi*) stipule que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit demander l'approbation de la Commission pour modifier ses frais, ses taux et ses droits lorsque de telles modifications excèdent le montant autorisé par l'article 99 de la *Loi*.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé que la Commission entende sa requête en deux temps, soit :

Premier temps : Que la Commission rende une ordonnance qui lui permettrait de recouvrer, à une date ultérieure et de manière déterminée par la Commission, le montant excédentaire des coûts de carburant, inclus dans les coûts inhérents à l'achat d'énergie depuis le 1^{er} avril 2005, par le biais de ses frais, de ses taux et de ses droits, tels que déposés actuellement. De plus, la Corporation a demandé l'autorisation de mettre en place un supplément carburant variable.

Deuxième temps : Que la Commission approuve les propositions portant sur les besoins en revenus, la répartition des coûts et la concordance des taux ainsi que les taux, les frais et les droits proposés dans la requête.

La conférence préparatoire à l'audience a débuté le 17 mai 2005. La Commission a accordé le statut d'intervenant à diverses parties. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé à la Commission de statuer sur sa proposition d'entendre la

requête en deux temps et sur la procédure de l'audience avant d'établir l'horaire de l'audience.

Diverses parties ont présenté leur plaidoyer au sujet de la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant (compte différé) et un supplément carburant variable. Les intervenants avaient reçu instruction de présenter leur communication écrite avant le 24 mai 2005 et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devait soumettre sa réplique avant le 26 mai 2005. La Commission a également entendu les plaidoyers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de New Brunswick Municipal Electrical Utility Association (les entreprises municipales) et de Rogers Cable Communications Inc. (Rogers) sur le pouvoir de la Commission de fixer les frais d'utilisation des poteaux par une tierce partie.

La conférence préparatoire à l'audience a repris le 30 mai 2005 et la Commission a rendu sa décision à l'égard de la demande d'approbation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour un compte d'écart sur le carburant. La décision précisait que de permettre l'utilisation d'un compte d'écart sur le carburant (compte différé) pour recouvrer les coûts encourus avant la date d'entrée en vigueur de la décision finale de la Commission équivaldrait à autoriser des taux intérimaires. La Commission était d'avis qu'elle n'avait pas la compétence en vertu de la *Loi* d'approuver l'utilisation de ce compte différé. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a demandé l'ajournement de l'audience qui a été accordée et remise au 8 juin 2005.

Le 6 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait parvenir un avis à la Commission l'informant, conformément à l'article 99 de la *Loi*, qu'elle augmenterait ses taux de 3 pour cent à partir du 7 juillet 2005. L'augmentation remplaçait la demande actuelle de modification tarifaire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la période financière 2005/06.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait parvenir une seconde lettre en date du 6 juin 2005 informant toutes les parties qu'elle déposait un amendement à sa requête. L'amendement présentait des modifications aux frais, taux et droits de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour la période financière 2006/07.

Le 8 juin 2005, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a proposé une procédure immédiate avec interrogatoires sur la partie de la requête relative à la répartition des coûts et la conception tarifaire. La preuve des besoins en revenus pour 2006/07 devait être déposée en octobre 2005. La Commission a accepté la proposition de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Le personnel de la Commission a retenu les services d'Energy Advisors, S.A.R.L. (Energy Advisors), et de M. John Murphy pour la révision de la preuve sur la répartition des coûts et la conception tarifaire présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La Commission a également retenu les services d'Energy Advisors pour préparer et déposer une preuve indépendante pour la partie de la requête relative à la répartition des coûts et la conception tarifaire.

Une discussion considérable entre les parties a porté sur l'interprétation de l'article 156 de la *Loi*. Cet article stipule qu'aux fins de la première audience de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB en vertu de la *Loi*, les actifs transférés ou acquis autrement par la Corporation jusqu'au 1^{er} avril 2003 sont réputés utiles et avoir été acquis de façon prudente. L'article 156 stipule également que toute dépense engendrée par les contrats d'achat d'énergie conclus avant ou à l'entrée en vigueur de cet article est réputée nécessaire à la fourniture du service.

Les parties ont présenté leur argument relatif à leur interprétation de l'article 156 lors de l'audience qui s'est tenue le 8 juin 2005. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué qu'elle représentait une entité légale distincte et que le transfert des actifs et les contrats d'achat d'énergie étaient déterminés par le gouvernement provincial, qu'il s'agissait de décisions relevant de politiques gouvernementales et qu'ils n'étaient pas sujets à une révision par la Commission. De plus, elle a plaidé que la Commission devait accepter les coûts et les transferts d'actifs, que l'information et la documentation sous-jacentes n'étaient pas pertinentes à la présente requête et ne devraient pas être étudiées. Eastern Wind Power a souscrit à la position de la requérante.

Le Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick (CCNB) a allégué que la situation de monopole qui prévalait avant l'ouverture du marché de l'électricité s'est poursuivie pour la compagnie de distribution quant aux endroits où elle pouvait se procurer son électricité. Par conséquent, les ententes d'achat d'énergie devaient être « franc jeu » pour

cette audience puisque les parties ne devaient pas traiter avec deux entités légales distinctes (Production Énergie NB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB), mais plutôt avec des entités fonctionnelles au sein de la corporation de portefeuille Énergie NB. Le CCNP et l'intervenant public ont noté que les ententes d'achat d'énergie étaient signées par la même personne qui agissait au nom de différentes compagnies.

EGNB a allégué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avait droit de recouvrer les coûts qui avaient été encourus de façon prudente. Toutefois, l'article 156 n'empêchait pas la Commission d'obtenir l'information et la documentation sous-jacentes pour des besoins autres que de vérifier si les coûts avaient été encourus de façon prudente.

M. Denis, qui comparait en son nom personnel, a allégué que les documents à l'appui étaient pertinents. Il a allégué qu'il était du ressort de la Commission de déterminer la pertinence de ces documents qui avaient des conséquences et des effets sur les taux et sur les coûts du carburant.

Le New Brunswick Municipal Electric a allégué que la Commission devrait étudier chaque document et déterminer leur pertinence. De plus, l'article 156 n'incluait aucune restriction sur l'accès aux documents.

L'intervenant public a allégué que les coûts inhérents aux ententes d'achat d'énergie représentaient selon toute vraisemblance 75 % des coûts totaux de Distribution et Service

à la clientèle Énergie NB. Il a ajouté que les parties devraient connaître les coûts figurant dans les ententes d'achat d'énergie et savoir comment ces coûts affectent Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Il s'est demandé comment la Commission pouvait déterminer si les taux de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB étaient justes et raisonnables sans avoir accès aux coûts sous-jacents et aux taux de rendement.

La Commission a statué le 9 juin 2005 que les coûts totaux représentés par les ententes d'achat d'énergie devaient être acceptés comme un élément nécessaire des besoins en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Tout en atteignant son objectif de fixer des taux justes et équitables, la Commission doit s'assurer une répartition juste de tous les coûts entre les catégories d'utilisateurs et s'assurer que les taux reflètent dorénavant les coûts économiques réels de l'électricité. La Commission a noté que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB comptait fortement sur ses ratios revenu-coûts pour les catégories d'utilisateurs afin d'appuyer ses modifications tarifaires. Elle en a conclu que la preuve à l'appui des ratios devait être examinée de la manière la plus approfondie pour s'assurer de fixer des taux justes et équitables. La Commission a indiqué qu'elle était convaincue que le groupe d'entreprises d'Énergie NB inclurait dans la procédure toute l'information qu'il possédait et qui pourrait aider la Commission dans la fixation des taux.

La Commission a également statué que l'article 156 ne faisait mention d'aucune disposition en matière de confidentialité pour l'information visée dans cet article. Elle a ordonné à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de répondre aux demandes

d'information sur les coûts sous-jacents aux ententes d'achat d'énergie et à toute demande de document ou d'information jugée pertinente par la Commission pour fixer des taux justes et raisonnables.

Une session d'audition des motions a eu lieu le 24 juin 2005 à l'égard des interrogatoires pour la partie de la requête portant sur la répartition des coûts et la conception tarifaire. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a refusé de répondre à deux interrogatoires et elle a demandé l'autorisation de déposer une réplique à un certain nombre d'interrogatoires à titre confidentiel. Elle a également soutenu que certains interrogatoires avaient trait à la partie de la requête sur les besoins en revenus et qu'elle répondrait à ces interrogatoires pendant cette étape de l'audience.

Au cours de l'interrogatoire de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (PI) IR-17, l'intervenant public avait demandé à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de fournir des copies des contrats d'achat d'énergie avec les tierces parties. Une copie du contrat entre la Corporation de production d'énergie du Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB) et le ministère des ressources naturelles a été remise. Fraser Inc., Grandview Avenue Cogeneration Corporation, St. George Pulp and Paper et Bayside Power (les producteurs autonomes) se sont opposés au dépôt de leurs contrats. L'intervenant public a allégué que les contrats représentaient environ 16,5 pour cent de la capacité de production prévue dans l'entente d'achat d'énergie de Coleson Cove et qu'ils devaient être l'objet d'un examen public.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'est opposée à déposer ces contrats, alléguant qu'elle n'était pas l'une des parties aux contrats et que les producteurs autonomes ne constituaient pas une des parties dans la requête de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. De plus, elle a allégué que les coûts de ces contrats correspondaient à l'établissement des prix pour les ententes d'achat d'énergie à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et qu'ils devaient être réputés encourus de façon prudente.

L'interrogatoire d'Enbridge Gas New Brunswick Inc. (EGNB) à l'endroit de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (EGNB) IR-39 avait pour but de demander à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de fournir l'information sur la production totale et les coûts totaux pour selon la catégorie de carburant pour l'année financière se terminant le 31 mars 2005. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB s'est opposée au dépôt de l'information. La Commission a différé sa décision sur l'objection à certaines informations dans les réponses aux interrogatoires après la date d'audience ayant pour but d'étudier la demande de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB relative à la confidentialité.

Également lors de la session d'audition des motions, la Commission a établi un horaire pour l'audience relative à la répartition des coûts et la conception tarifaire. Elle prévoyait trois séries d'interrogatoires pour la partie demanderesse et les répliques, le dépôt de la preuve de la partie intervenante et une ronde d'interrogatoires sur cette preuve, une journée d'audience sur le dépôt des questions de confidentialité et une journée

additionnelle d'audition des motions. La partie sur la répartition des coûts et la conception tarifaire devait commencer le 26 septembre 2005 et la partie sur les besoins en revenus le 16 janvier 2006. Les producteurs autonomes ont reçu un préavis de la journée d'audience sur les questions de confidentialité pour leur donner la possibilité de participer à l'audience s'ils en avaient l'intérêt.

L'audience sur la confidentialité s'est tenue le 11 juillet 2005. La Canadian Broadcasting Corporation et le Telegraph Journal (les médias) ont présenté une requête à la Commission pour obtenir le statut d'intervenant formel dans la procédure portant sur les questions de confidentialité. De plus, les médias ont demandé de recevoir un préavis pour toute procédure interlocutoire à venir ayant pour but d'entendre les motions sur les questions de confidentialité et ils ont également demandé la permission de participer, d'enregistrer et de diffuser toutes les procédures.

Les médias étaient intéressés de savoir si la Commission allait recevoir des documents à titre confidentiel et le fondement de ces documents, le cas échéant, et si la Commission tiendrait des auditions à huis clos. La Commission a accordé aux médias le statut d'intervenant formel limité aux comparutions sur les motions relatives aux questions de confidentialité et pour étudier l'information lors des audiences à huis clos.

Lors de l'audience sur les questions de confidentialité, Production Énergie NB, les producteurs autonomes et les intervenants ont présenté leurs arguments à l'égard des contrats avec les tierces parties et les ententes d'achat d'énergie. Production Énergie NB

a fourni des renseignements sur ses pratiques d'achat de carburant et sur les risques de l'écart sur le prix de l'essence dans les contrats avec les producteurs autonomes. Les producteurs autonomes ont noté que la Commission ne réglementait pas Production Énergie NB et qu'elle n'avait pas le pouvoir d'ordonner la divulgation des contrats avec les tierces parties. Ils ont également traité de la confidentialité de l'information contenue dans leurs contrats.

L'audience sur les questions de confidentialité s'est poursuivie le 12 juillet 2005. Les parties ont continué de présenter leur argument sur l'application des articles 133 et 128 de la *Loi*.

Lors de la suite de la conférence préliminaire à l'audience, le 27 juillet 2005, la Commission a statué sur un certain nombre de questions. Elle a ordonné à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer l'information non modifiée auprès de la Commission et de déposer aux archives publiques l'information modifiée déterminée. Elle a également statué qu'elle n'avait pas la compétence d'ordonner le dépôt des contrats avec les producteurs autonomes dans la présente requête.

De plus, la Commission a statué qu'il était approprié que les médias, incluant la télévision, couvrent les audiences publiques de la Commission et qu'ils puissent diffuser les enregistrements de ces audiences. Elle a jugé approprié pour aider à la couverture d'une procédure que les médias reçoivent un préavis des audiences à venir relatives à l'étude des demandes de confidentialité.

Une deuxième journée de session d'audition des motions a eu lieu le 25 août 2005. La requérante a demandé l'autorisation de déposer des répliques à un certain nombre de demandes d'information à titre confidentiel. La Commission a accordé la demande. Une journée d'audience a été prévue le 19 septembre 2005 pour permettre aux parties de présenter leur argument en appui et en opposition à la nature confidentielle des répliques de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

La Commission a décidé le 25 août 2005 que, dans la présente requête, elle n'étudierait que l'information sur la prévision de la charge pour l'exercice de référence 2006/07. Avec l'accord de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, elle a fait savoir qu'elle avait l'intention de tenir des audiences d'application générale séparées relatives aux prévisions de la charge sur 10 ans et aux politiques de service à la clientèle de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB suivant la décision dans la présente demande tarifaire. Cette décision a été rendue dans le but de compléter la décision tarifaire dans un délai permettant la mise en œuvre des taux approuvés le 1^{er} avril 2006.

Lors de la suite de l'audience le 19 septembre 2005, la Commission a statué sur la demande relative aux questions de confidentialité de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB à l'égard de certaines informations incluses dans sa réplique aux demandes d'information. Elle a fixé la date du 6 octobre 2005 pour entendre les arguments relatifs à sa compétence de fixer les taux pour l'utilisation des poteaux par des tierces parties (Rogers). C'est ainsi qu'a pris fin la conférence préliminaire à l'audience.

Pour ce qui est de la partie de la requête relative à la répartition des coûts et à la conception tarifaire, l'horaire suivant a été fixé pour le contre-interrogatoire de divers groupes d'experts ayant présenté une preuve au nom des parties.

Les 26, 27, 28 septembre et les 3, 4, 5 et 6 octobre 2005	Experts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB M. Marois, M. Larlee et M. Ketchum
Les 26 et 27 octobre 2005	Expert de EGNB Dr Rosenberg
Les 31 octobre et 1er novembre 2005	Expert pour l'intervenant public M. Knecht
Les 2 et 3 novembre 2005	Experts de la Commission M. Adelberg et M. Garwood
Les 7 et 8 novembre 2005	Expert de New Brunswick Municipal Electric Utility Association Mme Zarnett

SURVOL

Le but d'une étude sur la répartition des coûts est de répartir les coûts de façon juste parmi les diverses catégories d'utilisateurs en tenant compte de l'origine des coûts. L'objectif de la conception tarifaire est de développer des taux justes et raisonnables permettant de recouvrer les coûts.

La nature d'une entreprise d'électricité est telle que certains actifs (par ex. les usines d'électricité, les lignes de transmission) sont utilisés pour fournir un service à plus d'une catégorie d'utilisateurs.

Le système électrique en entier travaille de concert pour fournir l'électricité nécessaire aux besoins des utilisateurs du Nouveau-Brunswick. Les besoins des utilisateurs varient tout au long de l'année et un bon nombre d'entre eux ne réalisent pas la demande de pointe qu'ils imposent au système. Pour ces raisons, il est impossible de répartir les coûts pour chaque actif suivant les diverses catégories d'utilisateurs de manière finale. Diverses méthodes peuvent être utilisées.

Lorsque les coûts sont répartis, l'étape suivante consiste à concevoir des taux qui permettront de recouvrer ces coûts. La démarche générale pour la conception tarifaire est de percevoir certains revenus à partir de frais fixes (par ex. des frais de service mensuel) et le reste des frais d'utilisation (par ex. les cents par kilowatt-heure d'électricité utilisée). Il est possible de développer des conceptions tarifaires différentes de manière significative et qui produiront le

même revenu total. La répartition des coûts et la conception tarifaire nécessitent tous deux un jugement informé.

La démarche traditionnelle est de déterminer les coûts dont chaque catégorie est responsable en fonctionnalisant, en classant et en répartissant les coûts totaux. La première étape est de diviser les coûts selon les trois principaux axes fonctionnels de production, de transport et de distribution. La seconde étape est de classer les coûts suivant la demande, l'énergie ou les usagers. L'étape finale est de répartir les coûts de la demande, de l'énergie et des usagers suivant chaque catégorie à partir de paramètres affectés.

Lorsque les coûts pour chaque catégorie ont été déterminés, les taux sont développés pour recouvrir les coûts de chaque catégorie suivant les besoins prévus de chaque catégorie. Chacune de ces étapes est détaillée ci-dessous. À moins d'avis contraire, la démarche recommandée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est approuvée par la Commission.

LA FONCTIONNALISATION

La Commission approuve la façon dont Distribution et Service à la clientèle Énergie NB impute ses coûts à la production, au transport et à la distribution

LE CLASSEMENT

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB classe ses coûts de production selon la demande ou selon l'énergie, ses coûts de transport selon la demande et ses coûts de distribution selon la demande ou selon les usagers.

Les coûts de production

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB estime que les coûts afférents à la production (électricité achetée) se situent juste en-dessous de 80 % des coûts totaux pour 2006/07. Il s'agit évidemment de la dépense la plus importante et son classement aura un impact important sur les taux qui sont payés en bout de ligne par chaque catégorie d'usagers.

La proclamation de la *Loi sur l'électricité* (la *Loi*) le 1^{er} octobre 2004 a permis de restructurer la Corporation d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) en plusieurs nouvelles compagnies, l'une d'entre elles étant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La *Loi* a également créé la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB) et la Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB). Par la suite, le gouvernement a créé Énergie NB Coleson Cove (COLESONCO).

Énergie NB opérait comme service public à intégration verticale et était responsable des axes fonctionnels de production, de transport et de distribution. À partir du 1^{er} octobre 2004, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB est devenu responsable de la distribution et Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO sont devenus responsables conjointement de la production. Une autre nouvelle compagnie, la Corporation de transport Énergie NB (Transport Énergie NB) est responsable du transport. Les cinq compagnies sont des

filiales de la Corporation de portefeuille Énergie NB (Holdco). Le président et directeur général de Holdco est le président et directeur général de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, de Production Énergie NB, d'Énergie nucléaire NB, de COLESONCO et de Transport Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a conclu des ententes d'achat d'énergie avec Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO qui fourniront l'énergie et la capacité pour desservir sa clientèle en 2006/07. Les ententes d'achat d'énergie ont été développées par un groupe de travail créé par le ministre de l'Énergie et mis sur pied le 1^{er} octobre 2004. Les ententes d'achat d'énergie peuvent être modifiées par le conseil d'administration de la Corporation financière de l'électricité NB, une société d'État.

Les ententes d'achat d'énergie de Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB couvrent pratiquement toute la capacité de production au Nouveau-Brunswick, incluant celle des producteurs autonomes. Ces deux ententes d'achat d'énergie déterminent les méthodes de paiements et la capacité requise en énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour 2006/07.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que la Commission devait étudier les ententes d'achat d'énergie parce que ces ententes contribuent aux coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également soutenu que toute façon de procéder pour la répartition des coûts doit être durable et à long terme. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait valoir qu'elle n'aurait pas accès

aux coûts comptables de la production, incluant ceux de Production Énergie NB, à partir de ce moment et que, par conséquent, il serait impossible d'effectuer une étude des coûts inclus en n'utilisant que l'origine des coûts des ententes d'achat d'énergie.

L'entente d'achat d'énergie de Production Énergie NB inclut à la fois les coûts variables et les coûts fixes. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a classé les coûts variables comme étant liés à 100% à l'énergie et les coûts fixes liés à 100 % à la demande. Les taux inclus dans l'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB sont fixés uniquement selon l'énergie. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB juge, toutefois, que cette entente d'achat d'énergie représente une fourniture de l'énergie et de la capacité et qu'il ne serait pas raisonnable de classer le coût entier selon l'énergie. Par conséquent, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a séparé le coût du carburant et l'a lié à 100 % à l'énergie. Les coûts restants ont été partagés suivant une règle de 40% pour la demande et de 60% pour l'énergie, correspondant au partage des coûts fixes de la production approuvés par la Commission dans sa décision en date du 15 avril 1992.

En somme, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB recommande l'utilisation des coûts des ententes d'achat d'énergie, tels que facturés, lorsqu'elle juge qu'ils sont raisonnables et l'utilisation de la règle de partage 40/60 approuvée par la Commission lorsqu'elle juge que la méthode de facturation des ententes d'achat d'énergie n'est pas raisonnable.

L'intervenant public prétend que la Commission devrait continuer d'appliquer la règle de partage de 40 % pour la demande et de 60 % pour l'énergie pour tous les coûts fixes de production, tel

qu'approuvé dans la décision d'avril 1992. L'intervenant public est d'avis qu'une telle méthode serait juste et fondée sur une méthodologie acceptable approuvée après la tenue d'une audience publique complète. L'intervenant public a allégué qu'il était important de tenir compte du fait que rien n'a vraiment changé pour l'ensemble de l'économie de la production depuis 1992 et que, par conséquent, la règle de partage 40/60 demeure appropriée.

EGNB juge qu'Énergie NB est un service public dégroupé de nom seulement et que la compagnie se comporte exactement comme un service public à intégration verticale. EGNB recommande l'utilisation d'un système d'origine des coûts et juge inapproprié le classement des coûts fixes dans les ententes d'achat d'énergie entre Production Énergie NB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB qui sont liés à 100 % selon la demande.

EGNB recommande en particulier l'utilisation du système de l'imputation selon la demande de pointe qui prend en compte la symétrie du carburant. La symétrie du carburant est une expression utilisée pour décrire la situation de compromis où il faut choisir entre des coûts d'amortissement plus élevés pour épargner les coûts de carburant ou des coûts de carburant plus élevés pour épargner les coûts d'amortissement. La proposition d'EGNB s'appuie sur une mise à jour de l'analyse de crédit selon la demande de pointe effectuée en 1993 par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. La mise à jour de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB utilise l'information sur les coûts de 2002 et n'inclut aucun producteur autonome.

Energy Advisors entérine l'utilisation des coûts des ententes d'achat d'énergie et juge raisonnable la méthode de classement des coûts d'Énergie nucléaire NB utilisée par Distribution

et Service à la clientèle Énergie NB. Toutefois, Energy Advisors recommande que les coûts fixes de Production Énergie NB, les coûts fixes d'administration, d'entretien et d'opération mis à part, soient partagés selon la règle de 40 % pour la demande et de 60 % pour l'énergie pour correspondre au traitement des coûts fixes d'Énergie nucléaire NB.

La Commission juge qu'un classement approprié des coûts de production est indispensable à la mise en place de taux justes et raisonnables. Le classement des coûts de production devrait s'appuyer sur une analyse attentive des opérations de l'ensemble des installations de production pour voir comment elles répondent ensemble aux besoins de la demande et de l'énergie du réseau. Une étude de chaque installation spécifique est requise pour déterminer son rôle et les coûts encourus dans la fourniture de l'énergie et de la capacité. Dans une décision en date du 9 juin 2005, la Commission a soutenu :

« Le pouvoir de réglementation de la Commission est clairement invoqué dans la *Loi sur l'électricité*. Elle possède un vaste pouvoir de réglementation sur la compagnie de transport, sur l'exploitant de réseau et sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. L'article 136 de la *Loi* confère à la Commission le pouvoir étendu de demander à n'importe quel de ces groupes de déposer toute la documentation ou toute l'information en sa possession. La *Loi* stipule également clairement que la Commission ne peut exercer aucun pouvoir à l'endroit des compagnies de production. Nous croyons fortement, si le groupe d'entreprises d'Énergie NB avait en sa possession de l'information pouvant aider la Commission à fixer des taux justes et équitables pour les clients, que cette information devrait être mise à la disposition de cette audience. »

En dépit de cette demande, aucun renseignement sur les coûts détaillés des diverses installations de production fournissant l'énergie et la capacité en 2006/07 n'a été présenté pour être étudié.

Si un marché concurrentiel de l'énergie et de la capacité existait au Nouveau-Brunswick, une analyse détaillée des coûts particuliers des installations de production ne serait pas nécessaire.

Les prix de l'énergie et de la capacité seraient fixés par le marché et il ne serait pas nécessaire de classer les coûts de production dans une étude sur la répartition des coûts.

Le Livre blanc intitulé « Politique énergétique du Nouveau-Brunswick » a été adopté par le cabinet en décembre 2000. Il présente la politique énergétique complète de la province et comprend les énoncés suivants :

« Le gouvernement provincial adoptera une approche délibérée et surveillée en instaurant d'abord la concurrence à l'échelon de gros et en permettant la production autonome d'électricité et la concurrence au niveau de détail à l'intention des gros usagers industriels (version anglaise, page 16)

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché de soumettre des recommandations quant à la surveillance du marché et les problèmes reliés à l'établissement d'un marché de l'électricité de gros et d'un marché de l'électricité des gros usagers industriels de détail relativement concurrentiels. (version anglaise, pages 19, 25)

Le gouvernement provincial confèrera à la Commission le pouvoir de surveiller la compétitivité du marché de gros et de s'assurer que la société d'électricité d'État est incapable d'exercer une emprise sur le marché. » (version anglaise, page 28)

Ces énoncés illustrent clairement que la politique du gouvernement est de mettre sur pied un environnement permettant la concurrence efficace des clients de gros et des gros usagers industriels. Le Livre blanc présente également comment une telle concurrence pourrait survenir et indique :

« La théorie économique et l'expérience récente permettent de supposer qu'il faut au minimum environ cinq entreprises de taille égale pour obtenir un marché relativement concurrentiel. Pour établir un marché relativement concurrentiel à l'intérieur du Nouveau-Brunswick, il faudrait fractionner le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État ou accroître substantiellement les interconnexions de transport d'énergie de la province avec les marchés voisins de manière à offrir un accès supérieur au Nouveau-Brunswick. » (version anglaise, page 18)

La *Loi sur l'électricité* ne contient aucun article qui contredise la politique gouvernementale exprimée dans le Livre blanc. Toutefois, la situation actuelle ne permet pas la promotion du développement d'un marché de l'électricité concurrentiel au Nouveau-Brunswick.

Il n'y a eu aucune augmentation des interconnexions avec les marchés voisins de sorte qu'il est physiquement impossible pour un fournisseur important d'électricité du marché de la Nouvelle-Angleterre de pénétrer le marché du Nouveau-Brunswick dans le but de concurrencer avec les producteurs de la province. Le portefeuille de production d'Énergie NB n'a pas été scindé et, pis encore, la possible concurrence des producteurs autonomes de la province a été sévèrement

limitée, sinon complètement éliminée, du fait que pratiquement toute la production est couverte par des contrats cédés à Production Énergie NB.

Dans sa décision du 27 juillet 2005, la Commission a commenté cette situation comme suit :

« La Commission est d'avis que sa capacité de s'acquitter de ses obligations, pour ce qui est de l'examen tarifaire de la vente au détail et de la surveillance du marché dans le but de promouvoir la compétition dans le domaine de l'exploitation, a été gravement compromise par la cessation des ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes à Production Énergie NB au lieu du requérant.

La Commission est également d'avis que la situation peut être remédiée, et l'intention du législateur respectée, si le ministre exerce son pouvoir discrétionnaire par le biais d'un décret qui retirerait les ententes d'achat d'énergie avec les producteurs autonomes de Production Énergie NB pour les affecter à nouveau au requérant.»

Les frais de sortie n'ont pas été établis et aucun client de gros ou gros usager industriel n'a fait part de son intention de se procurer son électricité à partir d'un fournisseur autre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, en retour, reçoit 100 % de son approvisionnement en énergie et en capacité grâce aux ententes d'achat d'énergie avec Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et COLESONCO.

Il n'existe aucun marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick en ce moment et la Commission ne croit pas au développement de ce marché pour 2006/07. La Commission partage complètement l'avis des parties qui ont allégué que, de fait, le groupe d'entreprises d'Énergie

NB continue d'opérer comme un service public intégré. L'opération matérielle du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick n'a que peu ou pas du tout changé.

L'absence d'un marché concurrentiel pour l'énergie et la capacité signifie qu'il est nécessaire d'effectuer une analyse attentive des coûts réels de la production afin d'établir des taux justes et équitables. Toutefois, aucune information sur les coûts détaillés, pour les installations de production existantes, n'a été remise et la Commission n'a pas le pouvoir d'en ordonner le dépôt. Cette situation place la Commission dans une position très difficile. Elle ne possède pas toute l'information, clairement existante, qui serait normalement disponible pour l'aider à fixer les taux. La Commission, bien qu'à contrecœur, remplira toutefois son obligation de fixer les taux.

Nous jugeons que la façon la plus appropriée de procéder dans ces circonstances est d'approuver une méthode de classement des coûts de production qui donnera une estimation raisonnable des coûts sous-jacents réels. Une telle méthode peut être utilisée jusqu'au développement d'un marché concurrentiel ou jusqu'à ce que l'information sur les coûts détaillés soit fournie par le groupe d'entreprises d'Énergie NB.

La Commission juge que les diverses propositions présentées par les parties représentent une solution de rechange à un examen détaillé des coûts réels. La méthode proposée par EGNB nécessite le développement de quatre catégories de production séparées et l'estimation du partage demande/énergie pour chaque catégorie. Les estimations étaient fondées sur l'information des coûts de production d'Énergie NB pour 2002 et ne traitaient pas expressément des producteurs autonomes. La Commission s'inquiète du manque d'information détaillée et

réelle pour appuyer cette méthode. Nous notons que le résultat final de cette méthode était un partage de la moyenne pondérée demande/énergie de 40/60. La Commission note également que les propositions de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et d'Energy Advisors sont fondées jusqu'à un certain point sur le partage des coûts de production liés à 40% pour la demande et à 60% pour l'énergie, tel qu'approuvé dans la décision d'avril 1992. L'intervenant public recommande l'utilisation de la règle de partage 40/60 approuvée par la Commission.

Depuis 1992, un des changements importants survenu est que certains producteurs autonomes opèrent sous réserve de fiabilité impérative et qu'ils ne sont pas toujours utilisés en fonction des coûts les moins élevés. La Commission n'a pas obtenu d'information sur les coûts des producteurs et, par conséquent, n'a pu évaluer l'impact de ce changement. Nonobstant ce changement, Énergie NB n'a soumis aucune demande de modification à la méthodologie adoptée en 1992. La méthodologie actuelle constitue le fondement de la structure tarifaire utilisée. Par conséquent, la Commission juge approprié de continuer d'utiliser la méthode qu'elle a approuvée dans sa décision du 15 avril 1992 à l'égard du classement des coûts de production liés à la demande ou à l'énergie.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB sera en mesure d'identifier séparément les coûts du carburant de chaque entente d'achat d'énergie comme démontré dans son traitement de l'entente d'achat d'énergie avec Énergie nucléaire NB. Il est important de préciser qu'il ne s'agit aucunement d'un appui au système de l'imputation selon la demande de pointe. La méthode approuvée permet d'obtenir un classement des coûts de production à la fois justes et raisonnables étant donné les circonstances actuelles. Par conséquent, la Commission ordonne à Distribution

et Service à la clientèle Énergie NB de refaire son étude de coûts en utilisant la même méthode de classement des coûts de production approuvée dans la décision en date du 15 avril 1992.

Coûts de distribution

Le classement des coûts de distribution de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB selon la demande ou le client était largement inspiré de la méthodologie approuvée par la Commission dans sa décision d'avril 1992. Toutefois, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a effectué des modifications lorsqu'elle croyait qu'une information plus juste était disponible et elle a utilisé un amalgame de méthodes. Elle a allégué que la différence dans la répartition des coûts en raison de l'utilisation d'une méthode différente serait minime et que les bénéfices d'une étude détaillée sur cette question n'en vaudraient pas le coût.

L'intervenant public a recommandé l'utilisation d'une méthode de l'ordonnée à l'origine et elle a également recommandé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB soit instruite de mener une étude détaillée pour développer l'information nécessaire à la mise en œuvre de la méthode de l'ordonnée à l'origine. L'intervenant public croyait qu'un plus grand nombre de coûts de distribution devait être lié à la demande et qu'un nombre moins élevé de coûts devait être lié aux clients.

Energy Advisors a appuyé la méthode utilisée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Le dossier ayant trait à la preuve dans cette instance ne permet pas d'appuyer les modifications apportées à la méthodologie approuvée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Par conséquent, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de classer ses coûts de distribution selon la demande ou selon les clients, conformément à la décision d'avril 1992. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a l'ordre de déposer auprès de la Commission, dans les douze mois suivant la date de cette décision, l'information détaillée sur les effets d'utiliser diverses méthodes pour classer ses coûts de distribution. Cette étude devrait clairement traiter de l'utilisation du facteur de capacité dans le classement des coûts liés à la demande ou aux clients.

Crédits des ventes à l'exportation

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a proposé que les crédits des ventes à l'exportation soient liés à la demande à 100 %. Elle a allégué que ces ventes étaient possibles en raison de la disponibilité de la capacité et que, par conséquent, les crédits liés à ces ventes devraient être attribués à la demande.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a précisé que les coûts d'énergie liés à l'exportation étaient assumés par Production Énergie NB et déduits du prix de vente pour déterminer la marge partagée avec Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Energy Advisors a proposé que les crédits des ventes à l'exportation soient liés à la demande ou à l'énergie en tenant compte de la nature réelle de la vente à l'exportation. Dans le cas d'une

vente d'énergie, le crédit serait lié à l'énergie et dans le cas d'une vente de capacité, le crédit serait lié à la demande.

L'intervenant public a recommandé que les crédits des ventes à l'exportation soient liés à la demande, conformément à la décision de la Commission en date du mois d'avril 1992.

La Commission juge que la méthode recommandée par Energy Advisors requiert une information qui n'est pas disponible et que, par conséquent, elle ne peut être mise en œuvre. Nous accepterons le classement des crédits des ventes à l'exportation proposé pour les besoins de cette audience.

LA RÉPARTITION

Coûts généraux, coûts des services partagés de Holdco et coûts des services de l'entreprise

Ces coûts, en raison de leur nature, ne peuvent généralement pas être expressément liés à la demande, à l'énergie ou aux usagers.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a recommandé que les coûts visés par la réglementation soient répartis également, soit un tiers pour chacune des catégories du gros, des grandes industries et des usagers de la compagnie de distribution. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré que cette répartition serait appropriée parce que ces trois groupes ont été traditionnellement en cause dans les procédures de réglementation. Distribution et

Service à la clientèle Énergie NB a proposé la répartition de certains autres coûts (comme les cadres supérieurs et la planification d'entreprise) suivant les trois mêmes groupes en tenant compte principalement des revenus de leurs ventes.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a contesté la méthode de répartition des coûts visés par la réglementation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et les autres coûts liés aux revenus des ventes. Il a jugé qu'il serait plus approprié de répartir les coûts visés par la réglementation en tenant compte des coûts totaux répartis. Il a également recommandé que ces coûts qui avaient été répartis en tenant compte des revenus des ventes soient plutôt répartis en tenant compte de tous les autres coûts répartis.

La Commission accepte les recommandations du New Brunswick Municipal Electric Utility Association et ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de reprendre la répartition des coûts visés par la réglementation et des coûts répartis en tenant compte des revenus des ventes et en utilisant la méthode recommandée par le New Brunswick Municipal Electric Utility Association.

Revenus divers

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a réparti des revenus divers dans toutes les catégories desservies selon le prorata du niveau de distribution et en tenant compte des revenus de chaque catégorie. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a justifié cette méthode en

affirmant qu'il n'existait aucun lien direct entre les coûts et les revenus des divers services et également parce que cette méthode était conforme à la décision de la Commission en 1992.

M. Knecht, s'adressant au nom de l'intervenant public, a recommandé de répartir la partie des revenus divers liée à l'entretien des poteaux d'Aliant en fonction des mêmes critères qui dictent la répartition des coûts des poteaux.

La Commission juge que ces revenus divers liés aux poteaux devraient être répartis en fonction des mêmes critères qui dictent les coûts des poteaux. Nous sommes d'avis que le reste des revenus divers devrait être réparti entre les diverses catégories desservies selon le pro rata du niveau de distribution et en tenant compte des coûts de chaque catégorie. La Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de reprendre l'étude des coûts pour refléter ces changements. Nous ordonnons également à la requérante de fournir toute l'information disponible sur les coûts encourus par la fourniture de chacun des services divers au moment de la prochaine étude de la méthodologie sur la répartition des coûts.

CONCEPTION TARIFAIRE

Catégorie résidentielle

Prix tarifaire décroissant selon la tranche d'énergie

Actuellement, la conception tarifaire pour la catégorie résidentielle consiste en des frais de service fixes mensuels et des frais pour chaque kilowatt-heure d'électricité utilisée. Les frais pour l'électricité se partagent en deux tranches avec un taux pour la première tranche et un taux

décroissant pour la seconde tranche. Un bon nombre de parties, incluant Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, a indiqué que le taux décroissant pour la deuxième tranche ne donnait pas le bon message aux usagers et qu'il devait être éliminé. Les parties étaient en désaccord quant à la période nécessaire pour l'élimination du taux décroissant de la deuxième tranche.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB préfère une méthode graduelle qui augmenterait la taille de la première tranche et Energy Advisors appuie cette position. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a pas proposé d'échéancier particulier pour l'élimination du taux décroissant de la deuxième tranche. Le Conseil de la conservation a recommandé l'élimination immédiate du taux décroissant pour la deuxième tranche. EGNB est d'avis qu'il est important de donner le bon signal de prix aux usagers. Il a fait valoir, dans le cas où la Commission émettrait des réserves à l'égard d'un effet possible sur les usagers, que les changements pouvaient être appliqués de façon progressive sans dépasser une période de trois ans. L'intervenant public a recommandé que le taux décroissant de la deuxième tranche soit éliminé sur une période de trois à quatre années.

La Commission consent à ce que le taux décroissant de la deuxième tranche soit éliminé dès que possible. Nous nous préoccupons de l'impact tarifaire possible pour certains usagers si le changement s'effectue trop rapidement. La Commission a analysé les impacts probables et elle juge approprié d'éliminer le taux décroissant de la deuxième tranche en trois étapes. Chaque étape devrait rapprocher le taux décroissant de la deuxième tranche d'un tiers du taux de la première tranche. Le premier ajustement devrait faire partie des changements tarifaires pour l'année 2006/07. Les deux autres ajustements pourraient survenir lors des changements tarifaires

généraux ultérieurs mais la Commission ordonne que le processus soit complété dans les cinq années suivant la date de cette décision.

Fermes et églises

Les fermes et les églises font partie de la catégorie des clients résidentiels et une discussion a porté sur les effets de cette inclusion sur la consommation et les autres caractéristiques de la catégorie. L'intervenant public recommande que les fermes et les églises soient retirées de cette catégorie et placées dans une catégorie séparée.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré que le retrait des fermes et des églises nécessiterait la création d'une nouvelle catégorie. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait valoir que cette démarche exigerait une étude et la formation des usagers et elle s'est inquiétée des effets possibles sur les ratios revenu-coûts.

Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mener une étude sur la catégorie résidentielle pour identifier ces usagers dont le profil d'utilisation diffère du client résidentiel normal. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB doit également développer des propositions sur le classement de ces clients et sur les effets d'une telle reclassification. Cette information doit être déposée auprès de la Commission dans les 12 mois suivant la date de cette décision.

Usage général

La catégorie Usage général compte deux classes, Usage général I (UG I) et Usage général II (UG II). UG II a des taux plus favorables que UG I et il est limité aux usagers qui utilisent l'électricité comme seule source d'énergie pour la cuisson, le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau et tous les autres services.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a recommandé l'élimination progressive de la catégorie UG II en affectant de plus grandes augmentations aux taux de la catégorie UG II qu'aux taux de la catégorie UG I. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a également proposé que la catégorie UG II soit fermée aux nouveaux clients. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a présenté aucun échéancier pour l'élimination de la catégorie UG II.

Le Conseil de conservation a recommandé l'élimination immédiate de la catégorie UG II. EGNB a recommandé l'harmonisation immédiate des taux des catégories UG I et UG II et, à défaut, que la catégorie UG II soit fermée aux nouveaux clients. L'intervenant public a recommandé le maintien de la catégorie UG II pour les trois prochaines années.

Une analyse préliminaire des données d'utilisation pour les clients des catégories UG I et UG II indique qu'il existe une nette différence entre les deux catégories. La Commission juge approprié que les deux catégories restent distinctes jusqu'à l'obtention de données additionnelles et d'une analyse plus poussée. Nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie

NB de mener une étude sur le profil d'utilisation des clients des catégories UG I et UG II et de déposer cette étude auprès de la Commission dans l'année suivant la date de cette décision.

Nonobstant le besoin d'une étude globale mentionné plus haut, au sens de la partie de cette audience portant sur les besoins en revenus, la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de déposer avant le 16 janvier 2006, pour discussion, une analyse des scénarios suivants relatifs aux taux de la catégorie Usage général :

Pour la catégorie Usage général II, le taux de la deuxième tranche d'énergie doit être égal au taux de la troisième tranche d'énergie.

Pour la catégorie Usage général I, le taux de la deuxième tranche d'énergie doit être établi au même niveau que celui de la catégorie UG II ci-dessus. Pour ce scénario, les frais de puissance pour la catégorie UG I doivent être réduits afin d'effectuer un ajustement sans incidence sur les recettes pour la catégorie.

Grandes industries

Taux d'électricité interruptible

La Commission a demandé aux parties si elles croyaient que le taux d'électricité interruptible devait inclure une contribution aux coûts fixes. Les usagers possédant leur propre génératrice peuvent obtenir leur approvisionnement en électricité interruptible à partir de Distribution et

Service à la clientèle Énergie NB. Cette énergie est disponible jusqu'à concurrence de la capacité de production inutilisée de l'utilisateur. L'énergie est uniquement fournie si les ressources sont disponibles et si ces ressources peuvent respecter tous les engagements fermes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Le taux d'électricité interruptible repose sur le coût différentiel pour la fourniture d'énergie de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a répliqué qu'elle ne croyait pas qu'il devrait y avoir un élément de demande intégré aux taux de l'électricité interruptible. Elle a allégué que les usagers de l'électricité interruptible assument un risque lié au prix du carburant que les autres clients n'ont pas à assumer et que ce risque est très onéreux pour les usagers de l'électricité interruptible. Elle a également indiqué qu'il existe une forte possibilité que les usagers passent à une charge ferme si le taux de l'électricité interruptible est fixé selon les prix du marché. Ceci pourrait réduire les ventes à l'exportation et augmenter le besoin d'une capacité additionnelle.

L'intervenant public a déclaré qu'un bon nombre de services publics perçoivent une prime pour le coût du service interruptible pour exprimer la valeur de ce service. Il a recommandé que ce montant soit fixé à 3 \$ le mégawatt-heure, bien qu'il n'y ait que peu de preuve au dossier sur la contribution appropriée.

EGNB a déclaré que tous les taux, mis à part ceux s'appuyant sur des considérations générales qui ne sont pas d'ordre économique, devraient inclure une petite contribution aux coûts fixes.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a recommandé l'inclusion d'un élément de coût fixe dans le taux d'électricité interruptible mais il a indiqué que l'information devant la Commission n'était peut-être pas suffisante pour déterminer le montant approprié.

La Commission juge approprié que les usagers de l'électricité interruptible paient pour certains des coûts fixes de production. Pendant la plus grande partie de l'année, ce sont les producteurs de la province qui fournissent l'énergie interruptible et à un taux plus bas que l'énergie ferme. Le montant de la contribution sera fixé lors de l'étude sur les besoins en revenus de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Une discussion a porté sur la possibilité d'offrir l'option interruptible aux clients des autres catégories. Selon la Commission, le principe d'équité dicte que cette option devrait être disponible mais divers facteurs doivent être étudiés. Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de présenter une étude sur les coûts et les questions associées à l'offre de cette option dans l'année suivant la date de cette décision.

L'intervenant public a proposé qu'un client industriel puisse acheter jusqu'à 15 % de sa charge de transport ferme à un taux d'électricité de surplus. La Commission reconnaît le bien-fondé de cette suggestion. S'il y avait une limite à la quantité d'énergie interruptible achetée par un usager, le passage à un service ferme d'un ou de plusieurs clients aurait un effet moins important. Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mener une étude sur la quantité maximale d'énergie en surplus/interruptible qui devrait être disponible pour chaque usager et déposer cette étude auprès de la Commission dans les 12 mois suivant la date de cette décision.

Taux saisonniers

EGNB a recommandé la mise en place de taux saisonniers pour les clients des catégories Usage Général et résidentiel, avec des taux plus élevés pendant l'hiver. EGNB a allégué que les taux saisonniers peuvent compléter les mesures de gestion axée sur la demande et qu'ils donneraient le signal de prix approprié.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a soutenu que si des taux saisonniers étaient mis en place, ils devraient s'appliquer à toutes les catégories de taux.

L'intervenant public a recommandé que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB mène une étude sur l'impact des taux saisonniers et qu'elle dépose cette étude auprès de la Commission.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a indiqué qu'elle ne s'opposait pas nécessairement au principe des taux saisonniers mais que, en raison de l'impact sur les usagers, elle croyait que ces taux ne devraient pas être mis en place avant l'élimination du taux décroissant de la deuxième tranche pour la catégorie résidentielle et la fusion des catégories UG I et UG II.

La Commission juge que les taux saisonniers peuvent représenter un concept opportun au Nouveau-Brunswick mais que la mise en place de tels taux n'est pas souhaitable pour l'instant en

raison de l'impact possible des autres changements effectués actuellement sur les usagers. Nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de présenter une proposition de taux saisonniers lors de la prochaine étude tarifaire.

Taux pour l'alimentation de secours

Les usagers qui possèdent un système de production électrique ont normalement une entente avec le service public d'électricité pour la fourniture de l'électricité lorsque leur système de production n'est pas disponible. C'est ce qui est convenu d'appeler l'alimentation de secours et elle est facturée à titre de frais de réservation mensuelle. Actuellement, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB n'a pas de taux pour l'alimentation de secours. Les coproducteurs, desservis par le service de transport, peuvent obtenir de l'énergie interruptible mais cette option n'est pas disponible pour les autres coproducteurs. Un taux pour l'alimentation de secours à l'endroit de ces usagers pourrait leur permettre d'obtenir une énergie de secours à des coûts moindres que ceux payés actuellement.

EGNB a recommandé que la Commission ordonne à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de développer un taux pour l'alimentation de secours à l'endroit des coproducteurs qui s'appuierait sur des principes généralement acceptés et de déposer cette étude pour examen. Il a précisé qu'un tel taux encouragerait le développement de la coproduction au Nouveau-Brunswick.

L'intervenant public a également déclaré que le moment était peut-être bien choisi pour mettre en place un taux pour l'alimentation de secours.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que les conditions économiques actuelles de la coproduction n'ont pas entraîné le besoin d'un taux pour l'alimentation de secours comme celui proposé par EGNB et qu'aucun usager ne s'y est montré intéressé à ce moment. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a fait savoir qu'elle n'avait aucune objection à préparer un taux pour l'alimentation de secours à l'intention des coproducteurs mais qu'elle ne voulait pas offrir ce taux aux producteurs commerçants. Elle a également indiqué que le développement d'un taux pour l'alimentation de secours nécessiterait une attention particulière.

La Commission juge qu'un taux pour l'alimentation de secours pourrait bien favoriser le développement d'une coproduction conforme aux objectifs du Livre blanc. Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de développer une proposition d'un taux pour l'alimentation de secours à l'intention des coproducteurs et d'inclure cette proposition comme preuve lors de la prochaine demande tarifaire.

AUTRES QUESTIONS

Coûts différentiels

Energy Advisors a déclaré qu'une analyse des coûts différentiels serait possiblement utile pour concevoir des taux qui captent la tendance future des coûts de l'électricité et ainsi donner lieu à une utilisation plus efficiente de l'électricité.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré qu'elle s'opposait à une analyse des coûts différentiels parce que cette analyse serait chargée de décisions discrétionnaires. Elle a soutenu qu'il n'y avait aucune étude au dossier dans cette instance sur les coûts différentiels et que mener une telle étude nécessite un accès aux ressources de production et à l'information sur les coûts détaillées. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a soutenu qu'une telle étude n'était pas opportune pour un service public de distribution dégroupé.

L'intervenant public a recommandé un examen éventuel de la répartition et de la fixation des coûts différentiels.

EGNB a soutenu qu'une étude complète sur les coûts différentiels n'était pas disponible actuellement et que l'utilisation de méthodes s'appuyant sur les coûts différentiels était prématurée.

La Commission juge que les coûts différentiels permettraient d'obtenir une information précieuse et d'aider à la fixation de taux appropriés. Un marché pleinement concurrentiel donnerait des signaux de prix appropriés mais un tel marché n'existe pas au Nouveau-Brunswick actuellement et il est peu probable qu'il se développe dans un avenir rapproché. Nous convenons qu'une analyse appropriée des coûts différentiels nécessite une information détaillée sur les coûts qui n'est pas disponible dans cette instance. Même les signaux de prix comme les taux d'électricité selon la période de la journée ne sont pas disponibles actuellement dans la province. L'information sur les coûts différentiels favoriserait l'utilisation d'une efficacité

énergétique appropriée, de mesures de conservation et de dispositifs de contrôle de la charge électrique comme les dispositifs de stockage thermique électriques. Toutefois, si les coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, déterminés par les ententes d'achat d'énergie, n'incluent pas les signaux des coûts différentiels, un bon nombre de mesures éprouvées d'efficacité énergétique et de gestion axée sur la demande ne pourront être mises en œuvre parce qu'elles ne passeront pas les tests économiques normaux. En l'absence de l'information nécessaire sur les coûts, la Commission juge approprié d'utiliser la méthode de répartition des coûts présentée plus haut.

Ratios revenu-coûts

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a fait valoir que la Commission, dans son examen des ratios revenu-coûts, devait tenir compte du fait qu'il existe trois catégories d'utilisateurs selon l'entreprise de transport - la vente en gros, les grandes industries et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Les utilisateurs du gros et les grandes industries sont des catégories d'utilisateurs séparées desservies par l'entreprise de transport. Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a allégué que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, au nom de toutes les autres catégories d'utilisateurs, reçoit également son service de l'entreprise de transport et, par conséquent, devrait être considérée comme une troisième catégorie d'utilisateur du transport. Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a recommandé que les trois catégories d'utilisateurs de l'entreprise de transport possèdent chacune un ratio revenu-coûts à l'unité. Si ce n'est pas possible, il recommande que le ratio pour la catégorie du gros ne soit pas

supérieur à 1,015, ce qui correspond au ratio revenu-coûts calculé par le New Brunswick Municipal Electric Utility Association pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a allégué que la catégorie Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, décrite par le New Brunswick Municipal Electric Utility Association, est purement hypothétique et qu'elle n'existe pas. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a déclaré que la variété d'utilisateurs desservis par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne correspond pas à la variété d'utilisateurs desservis sous la catégorie du gros.

La Commission juge que le ratio revenu-coûts pour chaque catégorie d'utilisateurs desservis par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait être étudié séparément. Nous croyons qu'une fourchette de 0,95 à 1,05 pour le ratio revenu-coûts de chaque catégorie est raisonnable à long terme. La Commission reconnaît que des considérations sur l'effet des taux nécessiteront un mouvement graduel de certaines catégories vers cette fourchette ou à l'intérieur de celle-ci. Il est également nécessaire d'obtenir davantage de données pour s'assurer que les changements tarifaires sont et demeureront appropriés. Nous notons que certaines catégories d'utilisateur ont des ratios revenu-coûts se situant à l'extérieur de la fourchette de 0,95 et 1,05 et nous sommes déçus de constater qu'Énergie NB n'a pas progressé davantage sur cette question depuis 1992. Bien que certaines modifications aient été effectuées, la question de l'envoi de signaux de prix appropriés n'a pas été traitée de façon substantielle. Comme un conseiller juridique a fait remarquer :

« Ça me rappelle l'histoire du cadre travaillant pour un service public qui, après avoir décidé de se suicider, se jette devant un glacier. »

La Commission juge approprié que les décisions concrètes sur les ajustements aux ratios revenu-coûts pour les catégories d'usagers individuels soient différées jusqu'à l'étude sur les besoins en revenu après quoi les ratios actuels et proposés, utilisant la méthodologie approuvée dans cette décision, seront disponibles.

Information additionnelle requise

La Commission a ordonné à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de mener des études sur les questions suivantes et d'en rapporter les résultats.

Classement des coûts de distribution

Caractéristiques de consommation des usagers de la catégorie résidentielle

Caractéristiques de consommation des usagers des catégories UG I et UG II

Option d'un taux interruptible pour toutes les catégories de taux

Montant maximal de l'énergie en surplus/interruptible acheté par un usager

La Commission juge que l'information additionnelle sera utile à la répartition des coûts et à la conception de taux appropriés. Le fait d'associer les parties intéressées à la conception de la

recherche à faire par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB permettrait de s'assurer que des questions importantes ne soient pas oubliées et donnerait lieu à une meilleure information, et permettrait à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de combiner des questions lorsque jugé opportun et d'accélérer la révision éventuelle de l'information.

Par conséquent, nous ordonnons à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de donner l'occasion aux parties intéressées de discuter de la nature de la recherche qui doit être menée, d'ici le 31 mars 2006.

Prévision de la charge pour 2006/07

Les parties ont accepté la suggestion de la Commission à l'effet qu'une révision détaillée de la méthodologie employée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB pour préparer les prévisions de la charge soit menée à la suite de l'audience relative aux besoins en revenus.

La Commission approuve la prévision de la charge pour 2006/07 telle que présentée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Requête de l'intervenant public pour des ordonnances de la Commission

L'intervenant public a demandé que la Commission rende une ordonnance sur sept questions déterminées dont le détail est présenté dans les pages 2469 à 2471 de la transcription.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a exprimé une profonde préoccupation au sujet de ces ordonnances.

La Commission juge que le contenu de chacune de ces ordonnances a été traité ci-dessus et qu'aucun commentaire additionnel n'est nécessaire.

Fait dans la ville de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, ce 21^e jour de décembre 2005.

Dissidence partielle du commissaire Sollows

Je souscris aux ordonnances et aux décisions présentées plus haut par mes collègues commissaires, à l'exception de deux questions. Ces deux exceptions reposent sur des faits révélés lors de mon étude relative aux données de facturation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Ces données étaient présentées en preuve au cours de l'audience mais aucun participant n'a présenté une analyse pour en souligner les répercussions et pour faciliter leur utilisation au cours de l'audience. Si je n'avais pas effectué ma propre analyse des données, rendue possible en raison de mes antécédents professionnels, je crois que je me serais rallié à mes collègues sur toutes les questions.

Je comprends et j'apprécie le fait que mes collègues ne peuvent fonder leur décision à bon escient sur les aperçus de mon analyse. Je ne crois pas non plus que les membres de la Commission devraient pouvoir mener de telles analyses ou être en mesure de le faire. Dans le cours normal des choses, cette Commission aurait détenu un pouvoir de surveillance réglementaire général sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Elle aurait été en mesure d'utiliser ce pouvoir pour s'assurer que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avait préparé une analyse des données avant la demande d'augmentation tarifaire. Cette Commission ne peut exercer aucun pouvoir de surveillance réglementaire général sur Distribution et Service à la clientèle Énergie NB et ne peut donner, par conséquent, aucune directive à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avant le dépôt de la demande tarifaire.

Cette question n'a pas suivi le cours normal des choses, et mes collègues et moi-même possédons maintenant un différent ensemble de faits sur lequel nous pouvons fonder notre décision. Tout comme il est impossible pour mes collègues de se fier à bon escient sur mes aperçus relatifs aux données de facturation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, je sens que je ne peux les ignorer. En tenant dûment compte de la preuve dans cette question, j'en conclus que :

1. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB peut et doit utiliser les données existantes sur la facturation pour subdiviser ou réaménager le classement de ses usagers afin de favoriser une meilleure correspondance de l'origine des coûts et de faciliter la conception tarifaire, et
2. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ne devrait pas être forcée de développer et de déposer une proposition de taux saisonnier lors de la prochaine demande tarifaire.

Mes raisons sont les suivantes.

Question 1. Subdivision/reclassification des catégories d'usagers

La preuve présentée lors de cette audience a clairement établi que la charge crête de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB se produit au cours des mois d'hiver. Cette charge crête est généralement reconnue comme un déterminant important des coûts de service d'un service public ; Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a

structuré l'étude sur la répartition des coûts pour correspondre à cette prémisse, et aucun intervenant n'a contesté cette façon de faire.

Des dossiers déterminants sur la facturation pour les 5 années financières se terminant en mars 2005 ont également été déposés en preuve par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB lors de l'audience. Ces dossiers comprenaient des données organisées en une ligne de données (état de compte) pour chaque facture envoyée. Chaque état comprenait l'énergie facturée, le nombre de jour couverts par la période de facturation, la lecture du compteur et les dates de facturation ainsi que le numéro d'identification propre à l'utilisateur. Les données de la demande étaient également incluses pour les usagers possédant de tels compteurs.

Les données sont abondantes, de l'ordre de 20 millions de dossiers de facturation, et requièrent une analyse pour obtenir un aperçu utile de leurs répercussions sur la répartition des coûts et la conception tarifaire. Ni la requérante ni aucun intervenant n'a effectué une telle analyse, laissant à la Commission le soin de déduire ou de tirer des conclusions à partir des données.

Mon examen des données de facturation, effectué en utilisant des techniques analytiques courantes, m'a porté à conclure que les structures tarifaires actuelles et le classement des usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie ne donnent pas lieu à un partage juste et équitable des coûts de service entre les usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Cette conclusion s'appuie sur un examen de la moyenne de

facturation de chaque usager pour le mois de janvier – le mois où Distribution et Service à la clientèle Énergie NB enregistre généralement une demande de pointe – et le ratio de cette facture pour la moyenne de facturation du même usager en juillet et en août, la saison des charges pour Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Le regroupement des usagers ayant des charges comparables et des ratios de la charge hiver-été comparables et la comparaison de ces groupes avec le classement existant de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB révèlent deux faits importants. Ces groupes d’usagers classés selon la charge et le ratio de la charge :

1. recourent les catégories résidentielle, usage général et industrielle existantes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, et
2. subdivisent les catégories existantes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB.

Ces faits doivent être appréciés selon la preuve imposante non contestée que les coûts de service aux usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB varient suivant la saison d’utilisation. Ensemble, ils permettent d’en arriver à la conclusion que le classement existant des usagers de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB contrecarre l’objectif réglementaire fondamental de la fixation de taux justes et équitables.

Cette conclusion ne constitue pas en soi une raison suffisante pour déterminer que les taux et les frais de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB sont injustes et inéquitables. Une série de taux pourrait, en théorie, surmonter ce problème par le biais

d'une conception et d'une répartition attentive. Je suis d'avis que le fardeau de la preuve pour une conception et une répartition de ce genre doit être porté par la requérante.

Malheureusement, le dossier de la preuve ne fournit que de rares preuves appuyant la prétention que la conception tarifaire proposée par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB aide à surmonter le problème. En fait, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a subdivisé la catégorie résidentielle en regroupant, d'une part, les usagers qui, suppose-t-elle, utilisent l'électricité pour le chauffage domiciliaire et, d'autre part, ceux qui ne le font pas, et elle a trouvé des coûts de service et des ratios revenu-coût différents pour chaque groupe. Ce faisant, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB reconnaît implicitement que son indicateur de prix actuel ne compense pas la faiblesse de sa méthode de classement. Bien que le choix particulier de sous-groupes de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB entraîne des différences dans le ratio revenu-coût qu'elle juge acceptable, elle n'offre aucune preuve que sa subdivision proposée est la seule qui est évidente dans la catégorie ou qu'elle est la meilleure qui s'offrirait suite à un examen des caractéristiques de consommation des usagers.

La figure 1 présente une série de subdivisions des données de facturation pour l'exercice financier 2005. Seuls les clients résidentiels ont été choisis pour cette présentation parce que cette question a été soulevée lors des délibérations afférentes au bien-fondé d'éliminer certains types d'usagers de la catégorie résidentielle. Tel que noté plus haut, nous avons déterminé que ces subdivisions comprennent également des clients de la catégorie Usage général et industrielle.

La figure 1 décrit 4 principaux types d'usagers :

1. Ceux dont le profil de la charge est régulier ou qui n'offre que peu de variation au cours de l'année,
2. Ceux dont la charge crête se situe en été,
3. Ceux dont l'utilisation énergétique de pointe se situe en hiver, et
4. Les usagers à double crête, dont l'utilisation énergétique est relativement plus élevée en été et en hiver.

Le 3^e groupe peut clairement être divisé selon la variation de la charge au cours de l'année. Certains de ces usagers ont des charges d'été qui représentent environ 60 % de leur consommation en janvier, alors que d'autres ont des charges pendant les mois d'été équivalant à moins de 10 % de cette valeur.

Ayant considéré la variation saisonnière évidente des profils de consommation des usagers, la preuve indéniable que de telles variations ont un effet important sur le coût du service, et le manque de preuve à l'appui que le classement et la structure tarifaire actuels permettent de répartir les coûts parmi les usagers de façon juste et équitable, j'ordonnerais à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de :

1. Subdiviser ses catégories d'usagers actuels en sous-groupes d'usagers selon :
 - a. La consommation d'énergie en janvier, ajustée pour tenir compte de la variation de la température selon les conditions normales à long terme et les variations des périodes de facturation ; et

- b. Le ratio de la consommation énergétique de chaque usager pour le mois de janvier en comparaison à sa consommation pendant l'été ;
 2. Développer une conception tarifaire et/ou des paramètres tarifaires pour chaque subdivision, de façon à ce qu'aucune subdivision ou membre d'une subdivision ne connaisse un ratio revenu-coût à l'extérieur de la fourchette 95 % à 105 %, tel que déterminé par la répartition des coûts selon :
 - a. Le nombre d'usagers dans chaque subdivision pour la répartition des coûts des usagers ;
 - b. La charge d'énergie de chaque usager en janvier pour la répartition des coûts de la demande en l'absence d'une mesure de la demande, et de la charge de la demande mesurée ajustée selon un facteur de contribution acceptable où les compteurs de la demande sont en place ;
 - c. L'énergie de la charge de base utilisée, tel qu'indiqué par l'utilisation énergétique de l'électricité pendant le mois d'été comme une fraction de la charge d'énergie électrique mensuelle total pour le mois d'été de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB ; et
 - d. L'électricité « d'accotement » utilisée, c'est-à-dire l'électricité dérivée d'autres génératrices de la charge de base, et telle que calculée par la différence entre leur consommation d'électricité annuelle totale et celle qui est obtenue en multipliant leur consommation d'électricité mensuelle minimale par 12.
3. Examiner l'augmentation tarifaire en vigueur pour chaque usager résultant de la subdivision des catégories et de la répartition des coûts, tel que décrit plus haut.

Lorsque l'augmentation tarifaire qui en découle provoque un choc tarifaire pour un usager, la conception tarifaire et/ou les paramètres devraient être ajustés pour limiter cette augmentation à une valeur acceptable.

4. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait recouvrer tout manque à gagner des revenus découlant de la question 3 (le plafonnement de l'augmentation tarifaire à une valeur acceptable) à partir de la sous-catégorie plafonnée de l'usager. Aucun recouvrement des revenus ne devrait être effectué à partir d'une autre sous-catégorie jusqu'à ce que chaque membre déficitaire en revenus de la sous-catégorie atteigne le plafond tarifaire. Le recouvrement des revenus, à la fois au sein d'une sous-catégorie et entre les sous-catégories, devrait être effectué en tenant compte qu'aucun usager ou catégorie qui reçoit à juste titre une diminution tarifaire ne devrait être tenu de contribuer aux revenus recouverts à moins que et jusqu'à ce que chaque sous-catégorie et chaque usager qui reçoit une augmentation tarifaire à juste titre obtienne un ajustement de cette augmentation jusqu'au plafond. La répartition des revenus recouverts entre les membres d'une sous-catégorie comprenant des usagers bénéficiant d'un plafond devrait être effectuée en tenant compte de la proximité de chaque usager avec le plafond ; c'est-à-dire que le recouvrement des revenus devrait commencer avec l'usager qui est le plus près et en-dessous du plafond tarifaire, ce qui aurait pour conséquence de le rapprocher du plafond, et continuer ainsi avec l'usager suivant jusqu'à ce que le manque à gagner des revenus soit éliminé ou que la catégorie entière se situe au niveau du plafond tarifaire.

Bien que je demeure ouvert à la présentation de preuves et d'arguments additionnels sur les détails de ces instructions, je suis convaincu qu'un travail de ce genre ou un travail semblable devrait constituer le fondement des taux décidés par la Commission. Après avoir développé des sous-catégories pour étudier les données de facturation, comme je l'ai décrit plus haut, il m'apparaît clair qu'il est raisonnable de demander à Distribution et Service à la clientèle Énergie NB de faire l'exercice dans le temps disponible. De plus, après avoir utilisé ces sous-catégories pour étudier la répartition des revenus prévue par la structure tarifaire résidentielle actuelle, j'en ai conclu que le classement et les taux actuels dépassent les frontières raisonnables d'un traitement juste et équitable des usagers.

Bien que je comprends et que j'apprécie que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB peut arriver et arrivera à une meilleure subdivision des catégories et à une meilleure répartition des coûts lorsqu'elle obtiendra les résultats d'un programme approprié de recherche sur la charge, je crois qu'il existe suffisamment de preuve au dossier de cette instance justifiant l'ordonnance d'une action immédiate pour ajuster le classement et la conception tarifaire qui sont clairement injustes pour un bon nombre d'usagers et qui donnent des signaux de prix inappropriés aux consommateurs d'électricité.

Question 2. Ordonnance de développer des taux saisonniers.

Je suis également en désaccord avec l'ordonnance de mes collègues à l'effet que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prépare et dépose une proposition pour un taux saisonnier au moment de la prochaine demande. Mon étude des données de

facturation suggère que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait renoncer au développement d'une structure saisonnière tarifaire jusqu'à ce qu'il soit déterminé que de telles subdivisions de catégories d'usagers, comme décrites plus haut, ne peuvent rencontrer les objectifs de justice et d'équité et donner en même temps des signaux de prix appropriés aux usagers. Une décision de ce genre devrait être effectuée par cette Commission et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait être instruit d'effectuer un examen complet des taux et des structures tarifaires disponibles, incluant les mesures d'énergie avec un abonnement selon la demande, une mesure de la demande simultanée et non simultanée, une mesure horaire, et des taux en mode de temps réel avant de proposer un taux saisonnier. Le taux saisonnier proposé par Distribution et Service à la clientèle Énergie NB devrait s'appliquer à tous les usagers faisant montre d'une variation saisonnière semblable dans leur charge.

Fait dans la ville de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, en ce 21^e jour de décembre 2005.

Ken Sollows
Commissaire

Annexe E

ÉNERGIE NB – Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

Sommaire des résultats d'exploitation de 1994 à 2005

Total des bénéfices réalisés avant les frais de financement	3 177,0
Effet des frais rétroactifs de convention comptable	
Déclassement de la centrale nucléaire et gestion du carburant (Régularisation de l'amortissement)	45,0
Bénéfices rajustés avant les frais de financement	<u>3 222,0</u>
Frais de financement	(3 514,0)
Effet des frais rétroactifs de convention comptable :	
Conversion de la devise sur la dette à long terme	(106,0)
Total des frais de financement	<u>(3 620,0)</u>
Total des pertes d'exploitation :	(398,0)
Facteur de couverture des intérêts	89,01 %
Réduction de la valeur comptable de Pointe Lepreau	(450,0)
Paiements spéciaux en remplacement d'impôts	(5,0)
Pertes accumulées avant la réduction de la réserve	<u>(853,0)</u>
Réduction (augmentation) de la réserve :	
Compte de péréquation de la production	149,0
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation	20,0
Compte pour le retrait du canal de combustible (net)	88,0
	<u>257,0</u>
Perte nette accumulée	<u>(596,0)</u>
Bénéfices non répartis au 31 mars 1994	409,0
Dividende déclaré	(5,0)
Déficit au 31 mars 2005	<u><u>(192,0)</u></u>

ÉNERGIE NB – Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

Sommaire des pertes encourues par Énergie NB

	<u>Total</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>	<u>1996</u>	<u>1995</u>	<u>1994</u>
Tableau des bénéfices (pertes) non répartis													
Bénéfices avant les frais de financement	3 177	216	199	166	275	278	348	364	301	254	237	271	268
Frais de financement	(3 514)	(202)	(217)	(243)	(256)	(356)	(331)	(346)	(344)	(341)	(300)	(333)	(245)
Effet des frais rétroactifs de convention comptable :													
Conversion de la devise sur la dette à long terme	(106)	0	0	0	0	(106)	0	0	0	0	0	0	0
Déclassement de la centrale nucléaire et gestion du carburant	45	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0
Réduction de la valeur comptable de Pointe Lepreau	(450)	0	0	0	0	0	0	(450)	0	0	0	0	0
Paiements spéciaux en remplacement d'impôts	(5)	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus (pertes) accumulés avant réduction de la réserve	<u>(853)</u>	<u>9</u>	<u>(18)</u>	<u>(77)</u>	<u>64</u>	<u>(184)</u>	<u>17</u>	<u>(432)</u>	<u>(43)</u>	<u>(87)</u>	<u>(63)</u>	<u>(62)</u>	<u>23</u>
Réduction (augmentation) de la réserve :													
Compte de péréquation de production	149	0	0	0	0	0	0	0	0	33	49	82	(15)
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	15
Compte pour le retrait du canal de combustible	88	0	0	0	0	0	0	9	22	35	22	0	0
	<u>257</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>9</u>	<u>22</u>	<u>68</u>	<u>71</u>	<u>87</u>	<u>0</u>
Bénéfices (pertes) nets pour l'année	<u>(596)</u>	<u>9</u>	<u>(18)</u>	<u>(77)</u>	<u>64</u>	<u>(184)</u>	<u>17</u>	<u>(423)</u>	<u>(21)</u>	<u>(19)</u>	<u>8</u>	<u>25</u>	<u>23</u>
Bénéfices (pertes) non répartis au début de l'année	409	(196)	(178)	(101)	(165)	19	2	425	446	465	457	432	409
Transfert au compte pour le retrait du canal de combustible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividende déclaré	(5)	(5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bénéfices (pertes) non répartis à la fin de l'année	<u>(192)</u>	<u>(192)</u>	<u>(196)</u>	<u>(178)</u>	<u>(101)</u>	<u>(165)</u>	<u>19</u>	<u>2</u>	<u>425</u>	<u>446</u>	<u>465</u>	<u>457</u>	<u>432</u>

ÉNERGIE NB – Distribution et Service à la clientèle Énergie NB

Sommaire des pertes encourues par Énergie NB

	<u>Total</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>	<u>1996</u>	<u>1995</u>	<u>1994</u>
Tableau des comptes de réserve :													
Compte de péréquation de la production :													
Solde au début de l'année	149	0	0	0	0	0	0	0	0	33	82	164	149
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(149)	0	0	0	0	0	0	0	0	(33)	(49)	(82)	15
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>33</u>	<u>82</u>	<u>164</u>
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation :													
Solde au début de l'année	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	20
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(20)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(5)	(15)
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>5</u>
Compte pour le retrait du canal de combustible :													
Solde au début de l'année	84	0	0	0	0	0	0	9	31	66	88	86	84
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(88)	0	0	0	0	0	0	(9)	(22)	(35)	(22)	0	0
Recouvrement à partir des clients	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>9</u>	<u>31</u>	<u>66</u>	<u>88</u>	<u>86</u>
Total des comptes de réserve :													
Solde au début de l'année	253	0	0	0	0	0	0	9	31	99	170	255	253
Augmentation (réduction) à partir de l'exploitation	(257)	0	0	0	0	0	0	(9)	(22)	(68)	(71)	(87)	0
Recouvrement à partir des clients	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Solde à la fin de l'année	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>(9)</u>	<u>(22)</u>	<u>(68)</u>	<u>(71)</u>	<u>(85)</u>	<u>2</u>
Bénéfices (pertes) non répartis et réserves à la fin de l'année	(192)	(192)	(196)	(178)	(101)	(165)	19	(7)	403	378	394	372	434

Annexe F

Étude sur la répartition des coûts de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB
Coût total de l'unité par catégorie tarifaire – Budget de l'année financière 2006-07
(000 \$)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Besoin en revenu net	Coût demande total	Coût demande ajusté (1)	Coût usager total (2)	Demande kW non simult. au compteur	N. moyen d'utilisateur	Coût demand \$/kW/an	Coût usager \$/mois	Coût distribution général ¢/kWh (3)
Utilisation résidentielle									
(1) Service d'électricité	193 702	97 335	97 335	96 367	2 309 322	327 739	42,15	24,50	2,39
(2) Résidentiel	153 303	69 995	69 995	83 308	1 522 465	301 253	45,97	23,04	3,06
Chauffage électrique résidentiel	44 988	44 988	29 356	0	978 543	0	45,97	0,00	2,09
Ventes de syst. de chauffage à eau chaude	7 186	7 186	7 186	0	156 303	0	45,97	0,00	0,73
Résidentiel - autres (3)	101 129	17 821	33 452	83 308	387 619	301 253	45,97	23,04	5,42
(3) Résidentiel – chauffage électrique	107 186	57 617	53 739	49 568	1 253 244	179 246	42,88	23,04	2,78
(4) Résidentiel – autres usagers	46 117	12 377	16 255	33 740	269 222	122 007	60,38	23,04	4,00
(5) Usage général I	15 978	8 114	8 114	7 864	210 767	18 096	38,50	36,21	1,52
(6) Usage général II	14 741	11 741	11 741	3 000	337 785	6 563	34,76	38,09	1,25
(7) Petites industries	7 865	5 775	5 775	2 090	175 600	1 791	32,89	97,25	1,64
(8) Distribution pour les grandes industries	1 816	1 711	1 711	105	62 705	37	27,28	236,61	0,47
(9) Éclairage des rues et non mesuré	5 163	957	957	4 206	18 984	2 300	50,41	152,39	6,79
(10) Chauffe-eau	10 787			10 787		230 000		3,91	
(11) Service aux usagers - transport	6 253	1 539	1 539	4 714					
(12) Industriel	3 767			3 767		38		8 261	
(13) Gros	947			947		2		39 475	
(14) Sous-stations industrielles	1 538	1 538 ¹	1 538 ¹						
(15) Sous-stations du gros	1								
(16) Totaux	215 906	99 831	99 831	116 075	2 328 306				2,64
Base de la répartition	App. 4.5 Col 11	Col 1 + App. 4.5 Col 1+3+5	Calc Col 2	Col 1 + App. 4.5 Col 2+4+6+7	App. 1.3 Col 2	App. 1.4 Col 1	Calc Col 3/5	Calc. Col 4/6	Col 1 / App. 1.1 Col 1

Note s:

- (17) (1) Coût de la demande résidentielle segmentée ajusté pour refléter le coût différentiel le moins élevé de la demande en chauffage électrique. (30 \$ le kw comparé à la moyenne structurelle de 45,97 \$ le kw)
(18) (2) La colonne 4 inclut les coûts pondérés aux usagers
(19) (3) Par kWh coût basé sur l'énergie mesurée au compteur

Preuve directe de M. Neil Larlee – en date du 24 janvier 2006
Révisé le 7 février 2006

No réf. de la Commission : 2005-002

Annexe G

1
2
3
4 ***Décision relative aux prix de l'énergie pour le taux approuvé de la catégorie***
5 ***résidentielle.***
6
7

8 Après avoir jugé que les frais de service devaient rester les mêmes et que la 1^{ère} tranche
9 d'énergie devait être établie à 1000 KWh par période de facturation, la Commission a
10 établi les prix de la 1^{ère} tranche d'énergie et de la tranche d'énergie restante sous réserve
11 des considérations suivantes :

- 12 1. Les prix doivent être tels que le besoin en revenu approuvé peut être atteint au
13 cours des 12 mois de l'exercice de référence,
- 14 2. Des progrès doivent être effectués en vue d'éliminer le taux décroissant de la
15 tranche,
- 16 3. Les subsides intra-catégories et les suppléments devraient être aussi minimes que
17 possible, sous réserve de l'inquiétude d'un choc tarifaire.

18
19 La question de la suffisance du revenu (question no 1) a été étudiée en utilisant les
20 données déterminantes des 5 années de facturation présentées dans la preuve pour
21 préparer des estimations séparées sur :

- 22 A. Le nombre de frais de service susceptibles d'être facturés au cours de l'exercice
23 de référence, par extrapolation linéaire de la tendance des 5 années pour les
24 usagers saisonniers, ruraux et urbains. La variable de la tendance pour chaque
25 groupe a été déterminée en calculant le nombre de mois de facturation représentés

1 par chaque facture, arrondi à l'unité dans le cas de factures contenant de 1 à 14
2 jours de facturation et arrondi au nombre entier du mois le plus près autrement.

3 B. La moyenne sur 5 ans de la fraction annuelle des ventes d'énergie résidentielle
4 pour les groupes d'utilisateurs saisonniers, ruraux et urbains.

5 C. La moyenne sur 5 ans de la fraction des ventes effectuées pour chaque groupe
6 dans la 1^{ère} tranche d'énergie de 1000 KWh par période de facturation.

7

8 Les estimations extrapolées pour le nombre de frais de service au cours de l'exercice de
9 référence ont été multipliées par les frais approuvés pour déterminer la contribution des
10 revenus tirés des frais de service au revenu de la catégorie résidentielle. Les données
11 pertinentes et les estimations sont présentées dans le tableau G. 1.

12

13 Les estimations de la fraction de l'énergie annuelle moyenne ont été appliquées aux
14 ventes d'énergie prévues pour l'exercice de référence afin de déterminer le partage
15 anticipé entre les ventes saisonnières, rurales et urbaines. Le partage entre la 1^{ère} tranche
16 d'énergie et la tranche restante a été appliqué à chacune des ventes totales de ces groupes
17 et additionné pour déterminer les ventes d'énergie totales pour la 1^{ère} tranche et la tranche
18 restante dans la catégorie résidentielle pour l'exercice de référence. Les données
19 pertinentes et les estimations sont présentées dans le tableau G. 2. La preuve de revenu
20 pour la catégorie résidentielle figure au tableau G. 3.

21

22

1 Effet sur l'utilisateur

2 La Commission était préoccupée de l'effet que les taux approuvés et proposés pourraient
3 avoir sur les usagers. Par conséquent, elle a consacré des efforts et un temps
4 considérables sur cette question.

5

6 Les déterminants de la facturation pour chaque usager pendant la période des 5 années
7 financières se terminant le 31 mars 2005 figurent dans la preuve et ont été utilisés à ces
8 fins. La Commission a utilisé cette base de données pour calculer les factures mensuelles
9 des usagers selon les taux actuels, les taux proposés et les taux approuvés. Les factures
10 mensuelles de tous les usagers ayant reçu une année entière de service ont, par la suite,
11 été cumulées pour former le coût annuel de chacun des trois taux. Ces coûts annuels ont
12 été utilisés pour calculer l'augmentation du pourcentage pour chaque usager selon le taux
13 proposé et selon le taux approuvé. Cette augmentation du pourcentage des coûts annuels
14 a été utilisée comme mesure fondamentale de l'effet sur l'utilisateur pendant les
15 délibérations.

16

17 L'ensemble de données qui en résulte a permis d'obtenir plus de 1,2 million de mesures
18 séparées pour l'effet sur les usagers. Ce nombre est supérieur au nombre de d'utilisateurs
19 parce que chaque année complète de service a donné lieu à une mesure. Certains usagers
20 ont permis d'obtenir 5 années de données, d'autres 4, 3, 2 et 1 année de données. Le fait
21 d'utiliser plusieurs années de données signifie que l'effet de la variation météorologique
22 naturelle entre les années est inclus dans l'effet « moyen ». Ce qui signifie également
23 que l'analyse donne plus de poids à l'augmentation vécue par les usagers à long terme

1 qu'à celle vécue par les usagers à court-terme. Par conséquent, les données ont
2 également été étudiées une année à la fois pour confirmer que chaque année présentait
3 des caractéristiques semblables et que la moyenne de ces données pouvait être calculée
4 de façon légitime pour l'analyse.

5

6 La quantité considérable de mesures signifie qu'elles ne pouvaient pas être examinées
7 individuellement. Par conséquent, la Commission a utilisé deux méthodes pour examiner
8 les mesures de façon commune.

9 1. Le regroupement des usagers suivant la consommation d'énergie annuelle ; et

10 2. Le regroupement des usagers suivant l'augmentation subie des coûts annuels.

11

12

13 L'effet sur les groupes d'usagers selon la consommation d'énergie annuelle

14

15 Avec cette méthode, les usagers sont affectés à un groupe selon leur consommation
16 d'énergie annuelle et la modification du pourcentage des coûts pour le groupe est étudiée.
17 Bien que cette méthode facilite l'étude de la taille de la clientèle en fonction de l'effet des
18 coûts, il faut reconnaître que chaque usager de ce groupe peut subir une augmentation des
19 coûts qui est différente de celle du groupe en tant que tel.¹ Par conséquent, il faut étudier
20 plus que le taux moyen du groupe pour pouvoir apprécier pleinement l'effet sur les

¹ Pour un exemple extrême, examinons deux usagers urbains, consommant chacun 12 000 KWh par année. Les deux seraient dans le même groupe parce qu'ils consomment la même quantité annuellement. L'utilisateur A consomme son énergie de façon égale pendant l'année, soit 1 000 KWh par mois, et paierait 1 217,28 \$ par année selon le taux existant et 1 316,88 \$ par année selon le taux approuvé, pour une augmentation de 8,2 %. L'utilisateur B a consommé son énergie en 1 mois et paie 1 031,70 \$ par année selon le taux existant et 1 250,88 \$ par année selon le taux approuvé, pour une augmentation de 21,2 %.

1 usagers de ce groupe.² Cette méthode a également comme faiblesse de ne pas fournir
2 directement le nombre d'usagers qui subissent une augmentation particulière des coûts.
3
4 L'effet sur l'utilisateur en utilisant cette méthode est illustré aux figures G.1 et G.2, pour les
5 taux proposés et les taux approuvés, respectivement. Les illustrations sont limitées aux
6 usagers qui consomment jusqu'à 60 000 KWh par année. Ces résultats incluent 99,5 %
7 des mesures. Chaque figure montre trois courbes. Ces courbes décrivent les
8 augmentations minimales, moyennes et maximales des coûts annuels subies par les
9 usagers de chaque groupe. Les lignes verticales qui coupent les courbes de la moyenne
10 représentent la dispersion du groupe autour du centre. Les lignes plus longues indiquent
11 que les usagers sont largement distribués entre les courbes maximales et minimales ; les
12 lignes plus courtes indiquent que les usagers sont réunis en grappes près des courbes
13 moyennes.³

14

15 *Taux proposé*

16 La figure G.1 indique que 99,5 % des usagers auraient subi des augmentations des coûts
17 variant entre 10,4 % et 17,9 % en dessous du taux proposé. La dispersion est la plus
18 importante pour la consommation de 10 000 à 20 000 KWh par année mais elle indique
19 généralement que les usagers sont réunis en grappes autour de la courbe moyenne. Les
20 valeurs extrêmes peuvent dévier de façon importante de la moyenne. Bien que
21 l'augmentation moyenne pour l'utilisateur consommant 10 000 KWh par année soit de

² La valeur médiane ou du milieu des augmentations tarifaires pour le groupe et/ou la valeur modale ou la plus probable permettra d'obtenir généralement une meilleure estimation des caractéristiques du groupe et doit être utilisée si la moyenne dévie sensiblement. La dispersion du groupe par rapport à la moyenne/à la médiane doit être également étudiée.

³ Les lignes d'erreur représentent ± 3 écarts-types.

1 10,7 % (la médiane est de 10,5 %), un usager de ce groupe a connu une augmentation
2 tarifaire de 16,7 %. Dans le même ordre d'idées, les augmentations de la moyenne et de
3 la médiane des usagers qui consomment 30 000 KWh par année est de 14,7 % et 14,6 %,
4 respectivement, mais un usager de ce groupe n'a connu qu'une augmentation tarifaire de
5 10,9 %.

6

7 *Taux approuvé*

8 La figure G.2 indique que 99,5 % des usagers auraient connu des augmentations de coûts
9 de l'ordre de 0 % à 24,3 % en dessous du taux approuvé. La dispersion est la plus
10 importante pour une consommation annuelle de 15 000 KWh et elle ne fait que diminuer
11 légèrement au fur et à mesure que le nombre des usagers augmente. Ceci indique que les
12 usagers sont dispersés plus largement autour de la moyenne que dans la figure du taux
13 proposé. Les valeurs extrêmes dévient également de façon importante de la moyenne.
14 Bien que l'augmentation moyenne pour les usagers consommant 10 000 KWh par année
15 soit de 7,9 % (la médiane est de 7,7 %), un usager de ce groupe a connu une
16 augmentation tarifaire de 19,5 %. Dans le même ordre d'idée, les augmentations de la
17 moyenne et de la médiane pour les usagers consommant 30 000 KWh par année sont de
18 16,3 % et de 16,2 % respectivement, mais un usager de ce groupe n'a connu qu'une
19 augmentation tarifaire de 7,6 %.

20

21 L'effet sur les groupes d'usagers selon l'augmentation du coût annuel

22 Dans cette méthode, les usagers sont affectés à un groupe selon l'augmentation vécue des
23 coûts annuels et la répartition des augmentations pour tous les usagers est étudiée. Cette

1 méthode a l'avantage d'indiquer directement la portion des usagers qui a subi une
2 augmentation donnée des coûts. Elle révèle également la dispersion et la nature des
3 déviations entre les valeurs moyennes, médianes et modales pour la conception tarifaire
4 en tant que telle, au lieu des sous-groupes uniquement. La faiblesse de cette méthode est
5 qu'elle ne fournit aucune indication sur les caractéristiques des usagers à l'origine de
6 l'augmentation des coûts.

7

8 Les résultats de cette analyse sont présentés à la figure G.3. Il faut noter les distributions
9 fortement asymétriques des taux proposés et approuvés. Il s'agit d'une bonne indication
10 que l'augmentation tarifaire moyenne d'une catégorie en tant que telle peut être
11 trompeuse pour l'utilisateur individuel. La moyenne, la médiane, les modes de distribution
12 ainsi que la distribution d'intervalle sont également illustrés dans la figure.

13

14 L'augmentation tarifaire proposée aurait entraîné une augmentation moyenne annuelle
15 des coûts aux usagers de 12,4 %. L'augmentation médiane selon le taux proposé était de
16 12,0 %, ce qui indique que la moitié des usagers aurait connu une augmentation plus
17 élevée et que l'autre moitié aurait connu une augmentation moins élevée. L'augmentation
18 tarifaire la plus probable qu'un usager pourrait connaître se situe entre 10,4 % et 19,8 %.

19

20 L'augmentation tarifaire approuvée devrait entraîner une moyenne de l'augmentation des
21 coûts aux usagers de 10,95 %. L'augmentation médiane selon le taux approuvé devrait
22 être de 10 %, avec la moitié des augmentations se situant au-dessus ou en dessous de

1 cette valeur. L'augmentation tarifaire la plus probable est de 7,8 % et les augmentations
2 varient entre 0 % et 29,6 %.

3

4 La figure G.4 présente sensiblement les mêmes données que la figure G. 3, mais elle
5 n'utilise que la distribution cumulative des augmentations tarifaires. Ceci indique la
6 portion des usagers exposés à une fourchette caractéristique des augmentations des coûts.
7 Par exemple, la médiane est trouvée grâce à un déplacement horizontal à partir du 50 %
8 sur l'axe vertical jusqu'à l'atteinte d'une courbe de distribution, suivie d'un déplacement
9 vertical vers le bas jusqu'à l'axe horizontal. La figure 4 illustre également qu'environ
10 70 % des usagers devraient connaître des augmentations tarifaires inférieures à 13,5 %
11 selon la conception tarifaire.

12

13 La figure G.5 présente la distribution des augmentations des coûts pour chaque année
14 financière. Il faut noter que la forme de la distribution est constante d'une année à
15 l'autre. Les variations relativement minimales d'une année à l'autre suggèrent que la
16 moyenne de toutes les années (figure G. 3) constitue une base raisonnable pour évaluer
17 l'effet attendu sur les usagers.

18

19 *Sommaire de l'effet sur les usagers résidentiels*

20 L'effet des changements apportés aux taux résidentiels approuvés peut être résumé
21 comme suit :

- 22 • Les petits usagers qui consomment l'électricité de façon plus ou moins uniforme
23 au cours de l'année verront la plus petite augmentation dans leurs factures.

- 1 • Les gros usagers dont la consommation varie de façon importante au cours de
- 2 l'année verront la plus grande augmentation dans leurs factures.
- 3 • Le taux approuvé devrait entraîner des augmentations de coûts moins élevés que
- 4 le taux proposé pour environ 70 % des usagers et une augmentation des coûts plus
- 5 élevée pour 30 % des usagers

Tableau G.1*Nombre des frais de service de la catégorie résidentielle pour l'année financière*

groupe tarifaire Année	urbain		rural		saisonnier		total	
	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>	<i>actuel</i>	<i>résiduel</i>
2001	1 576 727	4 138	1 635 015	1 267	210 124	-480	3 421 866	4 925
2002	1 593 402	-2 478	1 645 479	-69	213 614	521	3 452 495	-2 026
2003	1 613 997	-5 174	1 655 172	-2 176	215 815	233	3 484 984	-7 116
2004	1 643 690	1 228	1 668 636	-512	217 963	-108	3 530 289	609
2005	1 668 038	2 285	1 682 437	1 489	220 393	-166	3 570 868	3 608
2007	1 712 335		1 704 548		225 537		3 642 420	

1

2

Tableau G.2								
Ventes d'énergie résidentielle par catégorie et largeur de la tranche d'énergie								
énergie	ventes résidentielles totales				ventes de la 1^{ère} tranche pour une largeur de tranche de 1 000 KWh			
	<i>portion de l'énergie - %</i>				<i>portion de l'énergie dans la 1^{ère} tranche - %</i>			
année	<i>urbain</i>	<i>rural</i>	<i>saisonnier</i>	<i>énergie totale GWh</i>	<i>urbain</i>	<i>rural</i>	<i>saisonnier</i>	<i>total</i>
2001	49,4 %	49,6 %	1,0 %	4 605 484 913	53,7 %	57,2 %	74,3 %	55,6 %
2002	49,3 %	49,6 %	1,1 %	4 402 864 095	56,4 %	59,5 %	74,2 %	58,1 %
2003	49,8 %	49,2 %	1,1 %	4 929 196 683	51,9 %	55,2 %	73,6 %	53,7 %
2004	49,7 %	49,2 %	1,1 %	4 921 322 346	52,8 %	55,6 %	70,0 %	54,4 %
2005	49,9 %	48,9 %	1,2 %	4 971 525 321	53,1 %	55,9 %	70,7 %	54,7 %
Estimations pour 2007	2 485	2 468	55	5 008	1 330	1 398	40	2 768

3

1
2
3
4

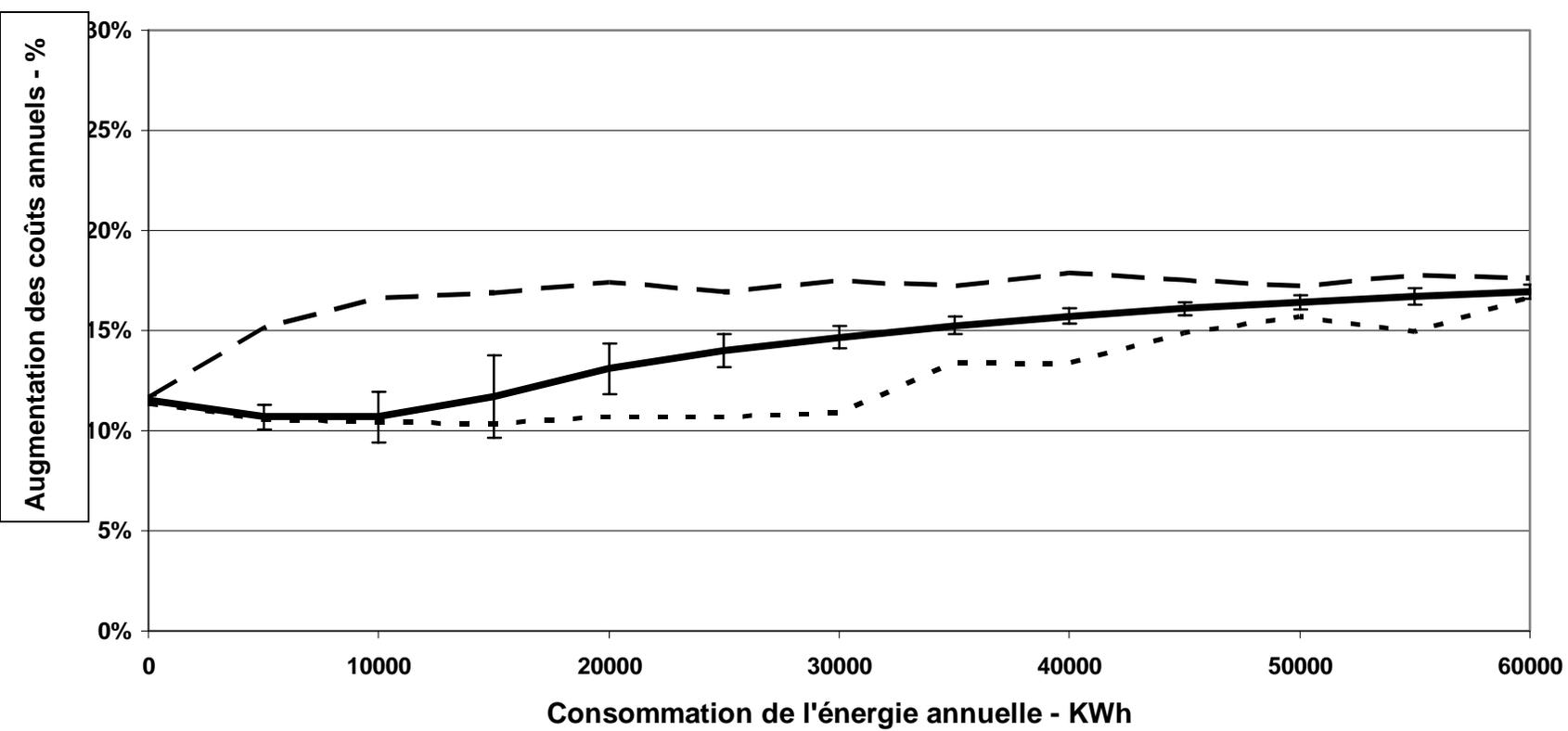
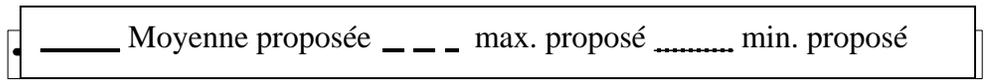
Tableau G.3

preuve du revenu de la catégorie résidentielle pour l'année financière 2006/2007

question	description	quantité	prix	montant (millions)
1	frais de service urbains	1 712 335 usagers -mois	17,74 \$ par usager-mois	30,38 \$
2	frais de service ruraux et saisonniers	1 930 085 usagers -mois	19,44 \$ par usager-mois	37,52 \$
3	ventes d'énergie de la 1 ^{ère} tranche	2 768 000 MWh	92,00 \$ le MWh	254,7 \$
4	ventes d'énergie de la 2 ^{ème} tranche	2 240 000 MWh	86,00 \$ le MWh	192,6 \$
5	revenu total de la catégorie résidentielle			515,2

5
6
7
8
9
10

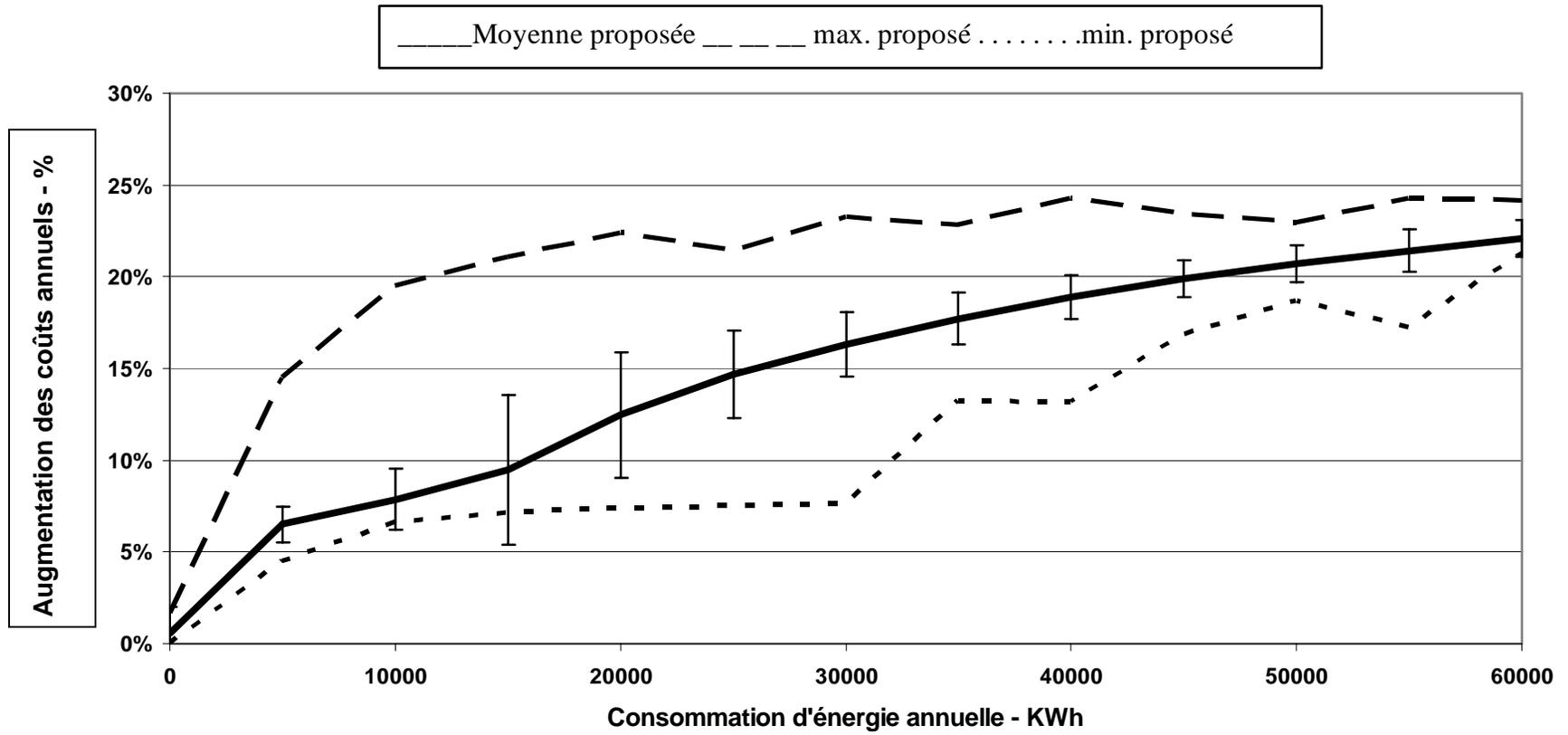
Effet des taux proposés sur 99,5 % des usagers résidentiels



1 *Figure G.1 Illustration de l'effet des taux proposés selon la consommation des usagers résidentiels.*
2

1

Effet des taux approuvés sur 99,5 % des usagers résidentiels

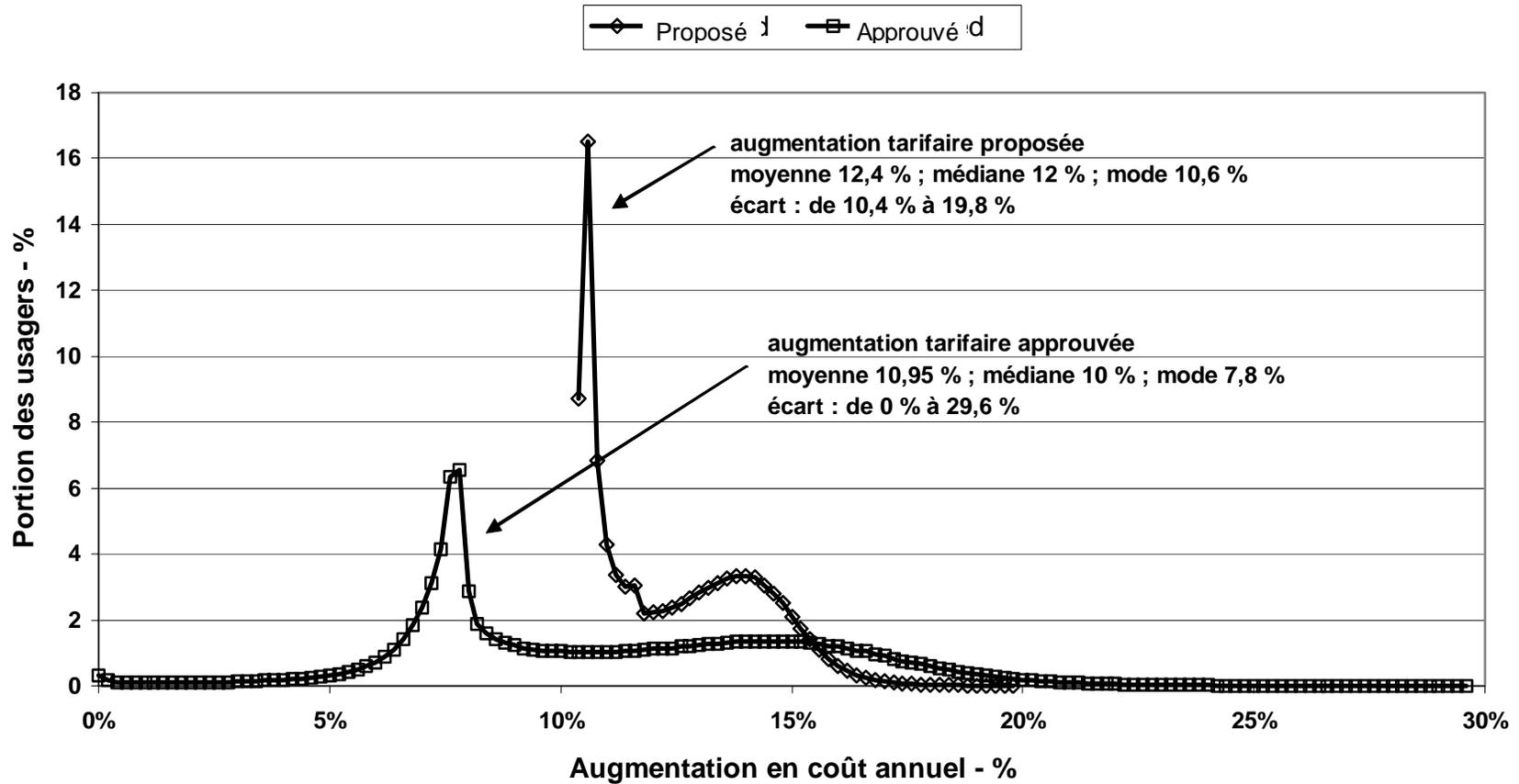


2

3

Figure G.2 Illustration de l'effet des taux approuvés selon la consommation des usagers résidentiels.

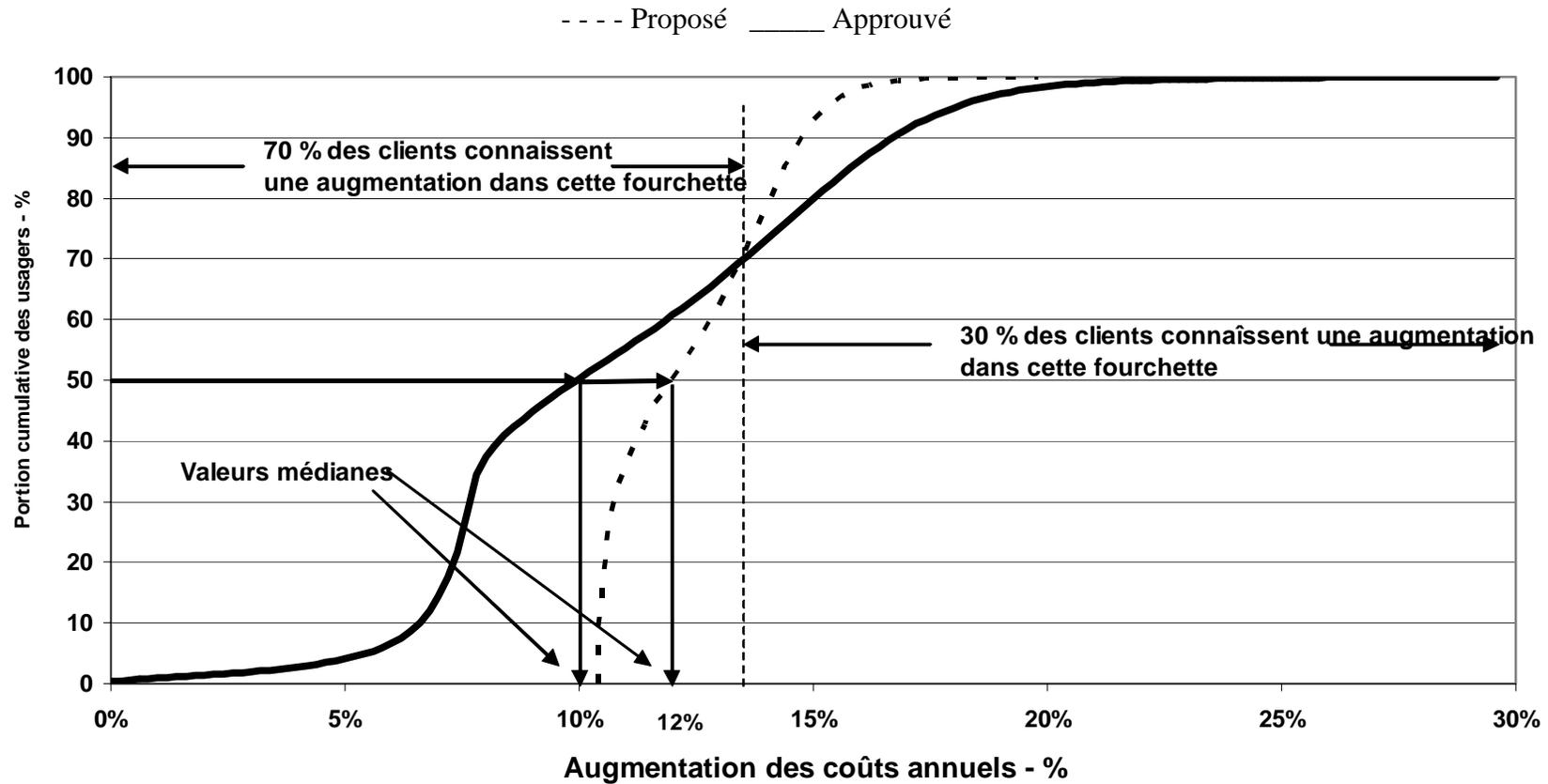
Répartition des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels



1 *Figure G.3 Répartition des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels selon les taux proposés et approuvés*

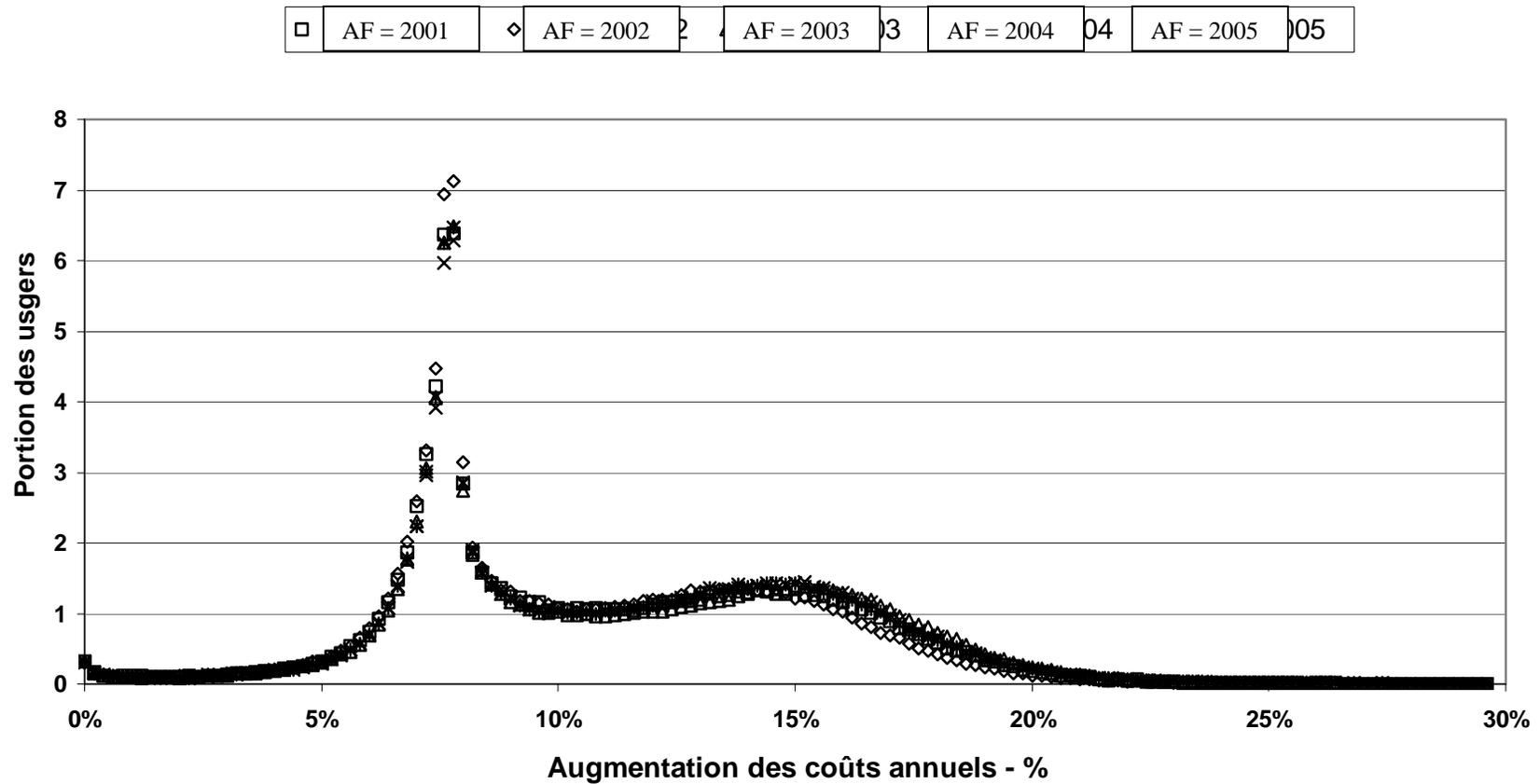
2

Répartitions cumulatives des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels



1 *Figure G.4 Répartitions cumulatives des augmentations des coûts annuels pour les usagers selon les taux proposés et approuvés*

Répartitions des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels



1

Figure G.5 Répartitions des augmentations des coûts annuels pour les usagers résidentiels

Annexe H

**Consommation d'énergie saisonnière des clients résidentiels de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB
pour l'année financière se terminant en mars 2005**

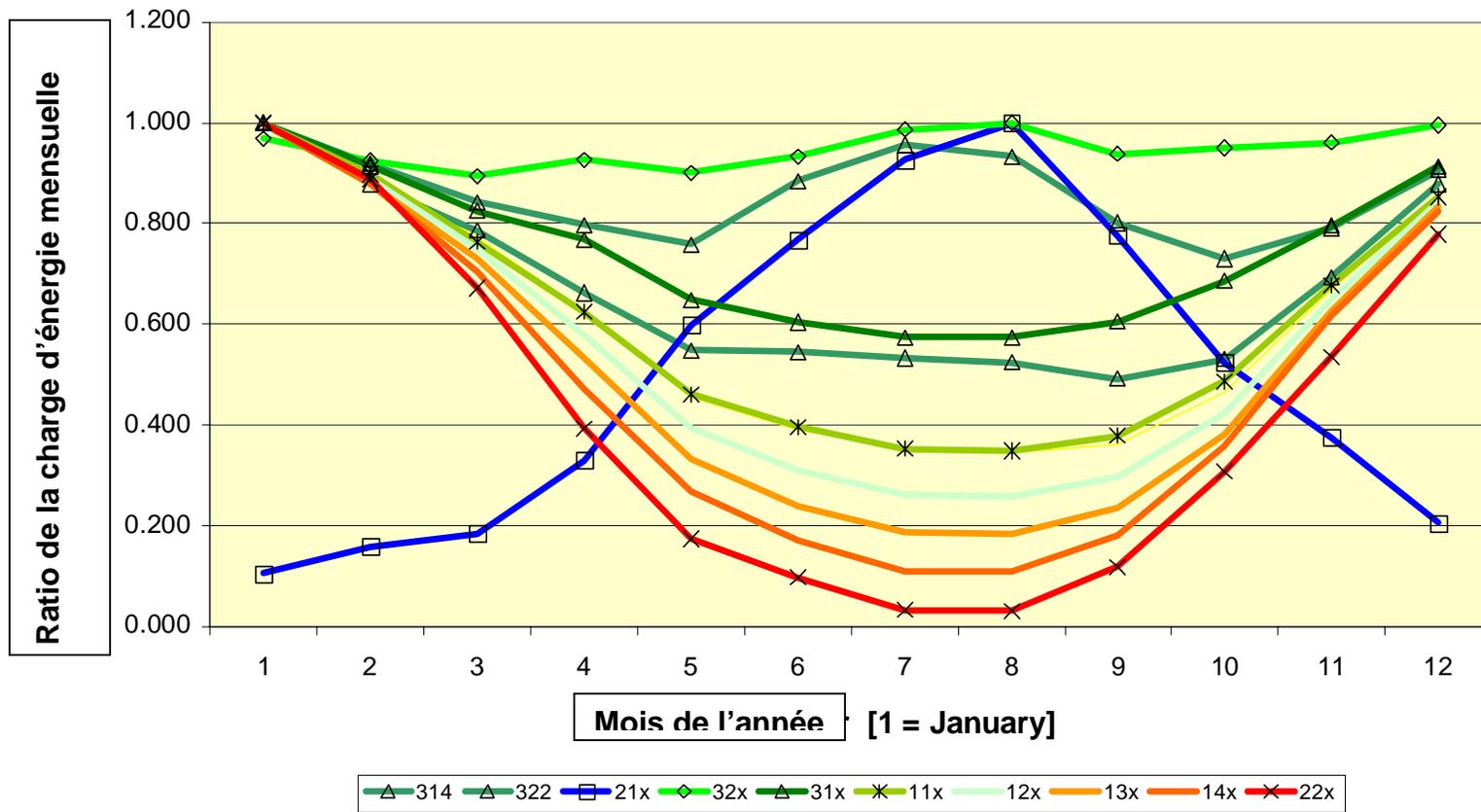


Figure 1 Consommation saisonnière de l'électricité par les clients résidentiels pendant l'année financière se terminant en mars 2005