



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.

EGBNB 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 conférera 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.