



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

**DANS L'AFFAIRE de l'audience générique
concernant les conventions comptables et financières
de la Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick**

D E C I S I O N

le 22 mai, 1991

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC DU NOUVEAU-BRUNSWICK

DANS L'AFFAIRE de la loi sur les Entreprises de service publics, L.R.N.-B. tel que
modifié

DANS L'AFFAIRE de l'audience générique concernant les conventions comptables et
financières de la Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

Conseil:

Mr. David C. Nicholson - Président
Mr. B. Fernand Nadeau - Vice-Président
Mr. J.E. Stevens - Commissaire
Mrs. Claudette Stymiest - Commissaire
Mr. Paul E. LeBlanc - Commissaire

Mr. Douglas Sanders - Secrétaire
Ms. Lorraine Légère - Secrétaire-adjoint
Mr. M. Douglas Goss - Conseiller principal
Mr. Harry G. Colwell - Avocat

Énergie NB:

Mr. Thomas B. Drummie, Q.C., Mr. Robert Jette, et
Mr. R.B. Cochrane, Q.C., Avocats

Le Groupe des gros
Consommateurs:

Mr. E. Neil McKelvey, Q.C., et Mr. James F. LeMesurier,
Avocats

La Commission d'Énergie
électrique de la ville
de Saint John:

Mr. Richard Burpee, Directeur général

TABLE DES MATIERES

	<u>PAGE NO.</u>
SOMMAIRE DES CONCLUSIONS	i
INTRODUCTION	
La Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick et le programme législatif	1
Formulation de la demande	5
CONVENTIONS COMPTABLES	
Compte de normalisation de la production	9
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation	25
Passifs nucléaires	33
Autres conventions comptables	46
Réserve de normalisation de la production	48
Équité	54
CONVENTIONS FINANCIERES	
Information de base	60
La garantie provinciale	63
Cibles financières	64
Pourcentage dette-équité	68
Dette	71
Conclusions de la Commission sur le pourcentage dette-équité et sur la dette	72
Formule de couverture des intérêts	74
Taux de couverture des intérêts	77
Conclusions de la Commission sur la formule et le taux de couverture des intérêts	83
CHANGEMENTS LÉGISLATIFS RECOMMANDÉS	94

TABLE DES MATIERES

ANNEXES

1. État consolidé des résultats
2. Bilan consolidé
3. Calcul de la structure du capital
4. Sommaire des charges d'évacuation des substances nucléaires
5. Sommaire du compte de stabilisation des ventes à l'exportation

SOMMAIRE DES CONCLUSIONS

La Loi sur les Entreprises de service public, en conséquence de modifications mises en vigueur le 1^{er} janvier 1990, s'applique maintenant à Énergie NB. Énergie NB doit faire demande à la Commission pour obtenir son approbation aux changements de tout tarif perçu pour des services offerts au Nouveau-Brunswick. La première demande de cette sorte a été reçue par la Commission le 20 avril 1990. Le but primordial de cette demande était de permettre à la Commission de tenir une série d'audiences publiques pour réviser en détail les principes d'information de base (questions génériques) d'Énergie NB qui peuvent avoir un effet significatif sur ses tarifs.

La première audience publique de cette sorte traitait des conventions comptables et financières d'Énergie NB. Elle a débuté le 15 octobre 1990 et a conclu le 24 octobre 1990. Les questions soulevées à l'audience sont discutées en détail dans le contenu de ce rapport. Les conclusions de la Commission sont présentées de façon sommaire dans les sections qui suivent ici.

Conventions comptables

Le principe qui consiste à ajuster les résultats annuels d'exploitation d'Énergie NB de façon à normaliser le rendement d'exploitation des tranches nucléaires et hydroélectrique est approprié. (Page 13)

Énergie NB devrait continuer à maintenir la section de normalisation hydraulique du compte de normalisation de la production, en rapport avec ses habitudes passées. (Page 13)

Les besoins d'entretien connus pour Point Lepreau devraient être inclus dans le calcul du facteur de puissance annuelle moyenne, et Énergie NB devrait continuer à inscrire les charges pertinents (ou crédits) au revenu, par le biais du compte de normalisation de la production. (Page 19)

La période de fermeture estimée pour Point Lepreau devrait être incluse dans le calcul du facteur de puissance annuelle moyenne de la même façon que l'entretien prévu. (Page 20)

L'usage du compte de normalisation de la production pour accommoder les coûts supplémentaires de production causés par les coupures forcées à Point Lepreau est approprié, en principe. (Page 22)

Énergie NB doit faire rapport à la Commission d'un plan de modification, si le rendement réel de Point Lepreau continue d'excéder de façon significative son facteur estimé de puissance moyenne brute. (Page 23)

Énergie NB, à partir de 1991, doit se servir pour Point Lepreau d'un facteur de puissance brute de 81.1% pour corriger l'erreur commise dans les évaluations pour 1988 et 1989. (Page 24)

Énergie NB doit déposer auprès de la Commission, au moment de chaque demande de tarifs généraux, la valeur en dollars associée à chacun des trois éléments de la section de stabilisation nucléaire du compte de normalisation de la production. (Page 25)

Énergie NB doit fournir à la Commission une description détaillée des procédés utilisés pour prédire les ventes annuelles économiques à l'exportation, une analyse des variations depuis 1986, une description de leurs causes et des recommandations pour les améliorer, à déposer avant la prochaine demande de tarifs généraux. (Page 28)

Les montants reportés concernant le compte des ventes économiques à l'exportation doivent être amortis sur une période de deux ans plutôt que l'habitude actuelle de 3 ans pour buts de réglementation. Ce changement doit s'appliquer aux montants reportés se présentant en 1991 et durant les années suivantes. Le solde, au 31 mars 1990, continuera d'être amorti sur trois ans. (Page 31)

Énergie NB doit développer un mécanisme pour s'assurer que tous les bénéfices à l'exportation soient correctement reflétés dans le calcul des exigences de revenu à venir et doit faire rapport sur ceux-ci avant la prochaine demande de tarifs généraux. (Page 33)

Le principe qui consiste à prendre en compte les coûts

de déclassement de Point Lepreau étalés sur la durée d'existence de la tranche nucléaire est approprié. (Page 38)

La perception, auprès des clients, sur une base prospective, de l'augmentation du coût estimé du déclassement de Point Lepreau est appropriée. (Page 39)

La méthode comptable utilisée par Énergie NB pour pourvoir aux coûts associés à la gestion du combustible irradié à Point Lepreau est appropriée. (Page 40)

Le retour aux clients, sur une base prospective, des sommes perçues en surplus à cause de la gestion du combustible irradié est approprié. (Page 41)

Quand Énergie NB a pris la décision de faire un redressement rétroactif à la provision pour les coûts de l'enlèvement des canaux de combustible à Point Lepreau, elle aurait dû faire un redressement complet. Par conséquent, Énergie NB reçoit l'ordre de faire un redressement rétroactif supplémentaire de 16,000,000 \$ et de recalculer les coûts à venir d'enlèvement des canaux de combustible sur la base de ce redressement. (Page 45-46)

La réserve de normalisation de la production représente les bénéfices conservés dans l'entreprise et, indépendamment de son titre, elle n'a pas de but spécifique pour pourvoir aux passifs

connus ou éventuels. Par conséquent, pour des fins de réglementation, elle devrait être retournée aux bénéfices investis dans l'entreprise. (Page 54)

Les comptes de stabilisation des tarifs représentent des passifs reportés et il ne serait pas approprié de les inclure dans l'équité d'Énergie NB. (Page 56)

Les bénéfices investis dans l'entreprise devraient être considérés comme faisant partie du capital d'équité d'Énergie NB. (Page 58)

D'autres affaires comptables ont été traitées dans la preuve d'Énergie NB et les conventions concernant ces affaires sont appropriées. (Page 47)

Conventions financières

Le pourcentage dette-équité est le moins important des deux critères qu'il est requis de considérer selon la section 42(2) de la Loi sur les Entreprises de service public. (Page 72)

Un pourcentage dette-équité de 80:20 est une cible raisonnable pour Énergie NB. (Page 73)

Les passifs nucléaires et le passif de pension devraient être exclus de la composante de dette du calcul du pourcentage

dette-équité. (Page 74)

La couverture des intérêts est le plus important des deux critères qu'il est requis de considérer d'après la section 42(2) de la Loi sur les Entreprises de service public. (Page 83)

La composante des intérêts pour les charges annuelles reliées aux passifs nucléaires doit être exclue de la dépense d'intérêts pour fins de calcul du taux de couverture des intérêts. (Page 84)

Il n'est pas approprié d'inclure les montants reportés pour la stabilisation et la normalisation dans le revenu net. (Page 84)

La conservation des bénéfices sur les fonds d'amortissement, contre les dépenses d'intérêt et de change, est appropriée. (Page 84)

Un taux de couverture des intérêts de 1.0 x est le niveau minimum acceptable. (Page 86)

Une limite maximale appropriée pour le taux de couverture des intérêts est de 1.25 x. (Page 87)

Il n'est pas approprié de se concentrer uniquement sur les deux taux, dette-équité et couverture des intérêts, pour la

mise en place des tarifs. (Page 88)

La méthode correcte doit inclure la considération du revenu net d'Énergie NB et il est souhaitable que le montant approprié de revenu net soit clairement établi. (Page 88)

Un revenu net approprié aura pour résultat des taux dette-équité et couverture des intérêts qui sont appropriés pour Énergie NB. (Page 88)

Un profit approprié sur l'équité est un coût normal pour une société proprement gérée. (Page 89)

Le taux de profit approprié sur la composante d'équité de la structure capitale d'Énergie NB devrait être le coût intrinsèque de la dette d'Énergie NB. (Page 90)

Des réductions dans le rendement financier ciblé ne sont pas le moyen préférable d'éviter les grosses augmentations subites de tarifs. (Page 92)

Le droit de garantie est un profit sur l'équité et sera déduit du profit approprié sur l'équité au moment de l'élaboration des tarifs d'Énergie NB. (Page 93)

Les commentaires sur la méthode de réglementation recommandée seront acceptés avec plaisir au moment de la prochaine

audience sur les tarifs généraux. (Page 93)

Énergie NB doit déposer sa prochaine demande de tarifs généraux selon la méthode recommandée. (Page 93).

Que la Commission soit investie de l'autorité qui lui permette d'ordonner à Énergie NB:

- (a) de déposer auprès de la Commission tout renseignement pertinent à toute affaire rentrant dans la compétence de la Commission; (Page 98)
- (b) d'entreprendre des études et de faire un rapport à la Commission sur toute affaire relevant de la compétence de la Commission. (Page 98)

Que la Commission soit investie de l'autorité d'ouvrir des audiences publiques de sa propre initiative, pour examiner les questions de politiques relevant de sa compétence. (Page 98)

Que la section 7 de la Loi devienne applicable à la réglementation d'Énergie NB. (Page 101)

Que de par la section 39(2), la Commission puisse, à sa discrétion, décider si oui ou non un "nouveau service" proposé est simplement une nouvelle étiquette apposée à un service déjà existant. (Page 102-103)

INTRODUCTION

1) La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick et le programme législatif

L'histoire de l'énergie électrique, dans la Province du Nouveau-Brunswick remonte aux années 1880, quand de petites quantités d'énergie sont devenues disponibles commercialement par l'entremise d'un certain nombre d'entreprises privées dans plusieurs communautés importantes. Mais c'est seulement le 24 avril 1920 que le Gouvernement du Nouveau-Brunswick s'est engagé directement à fournir l'énergie électrique. C'est à cette date que la Loi sur l'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick (Loi sur l'Énergie) a été décrétée, qui également instituait la Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) et la chargeait de la responsabilité de développer une source d'énergie capable de répondre aux besoins grandissants de la Province.

Énergie NB subit très tôt un revers de fortune lorsque l'écroulement du barrage de Musquash en 1923 causa des dégâts considérables aux propriétés et occasionna la perte aussi bien de sa puissance génératrice que de la confiance du public dans Énergie NB. Cependant le besoin croissant d'énergie lui fournit l'occasion de se remettre de tels revers et de commencer à développer son système de production et de distribution.

Au début, la plus grande partie de l'énergie était issue de centrales hydrauliques dont beaucoup appartenaient à des entreprises privées qui avaient besoin d'électricité pour leurs propres besoins et vendaient tout surplus à Énergie NB. La demande se mit rapidement à dépasser les ressources disponibles par les moyens hydrauliques et Énergie N.-B. a construit la première centrale au charbon de la Province à Grand Lake. A la fin des années 30, la quantité d'énergie requise pour satisfaire aux besoins croissants d'Énergie NB venait de centrales hydrauliques, de centrales au charbon et de l'achat des surplus d'énergie de plusieurs entreprises industrielles.

En 1980 la puissance de production avait atteint 2.5 millions de Kws, l'énergie étant produite par six centrales hydro-électriques, six centrales thermiques (charbon ou pétrole), une centrale au diésel et une petite usine avec turbine à combustion. La transition vers l'énergie nucléaire et le développement d'autres centrales pendant les années 80 augmenta la puissance de production totale du système à 3.2 millions de Kws en 1990.

Énergie NB continue à développer sa puissance de production pour correspondre à ses prévisions des besoins croissants de la Province, témoin la construction en cours actuellement à Belledune. Elle fournit des services à plus de 300,000 clients dans la Province et elle a également des ventes

importantes d'électricité à des clients de l'extérieur du N.-B. Le total des revenus se monte à près d'un milliard de dollars par an et ses biens dépassent 3.3 milliards de dollars.

Bien que la Loi sur l'Énergie ait été modifiée plusieurs fois depuis son origine, aucune des modifications précédant 1989 n'ont changé la méthode par laquelle tout changement dans les prix, les tarifs et droits (les tarifs) d'Énergie NB étaient approuvés. On comprend que le processus suivant a été suivi par Énergie NB pour obtenir l'approbation de tarifs nouveaux et/ou révisés:

1. La direction d'Énergie NB formulait des projets de changement des tarifs.
2. Ces projets étaient passés en revue par les Commissaires d'Énergie NB, et toutes révisions étaient faites selon les besoins jusqu'à ce que les projets soient acceptés par la Commission comme étant en accord avec les circonstances de prévisions.
3. Le Président de la Commission, qui est membre du Cabinet du Nouveau-Brunswick, soumettait ensuite les tarifs proposés au Cabinet pour examen et approbation.

En 1989, l'Assemblée Législative a voté des modifications

à la Loi sur l'Énergie et à la Loi sur les Services Publics (la Loi), révisant ainsi le processus d'approbation de changements aux tarifs d'Énergie NB et incluant des dispositions pour assurer la participation du public. Ces modifications entrèrent en vigueur le 1^{er} janvier 1990, et les membres de la Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau-Brunswick (la Commission) se sont trouvés impliqués dans le processus pour la première fois.

Le processus à suivre par Énergie NB pour obtenir l'approbation de changements dans ses tarifs est à présent le suivant:

1. La direction d'Énergie NB formule des projets de changement des tarifs.
2. Ces projets seront révisés par les Commissaires d'Énergie NB, toutes révisions étant faites selon les besoins jusqu'à ce que les projets soient acceptés par la Commission comme étant en accord avec les circonstances de prévisions.
3. Énergie NB soumet une demande à la Commission sollicitant l'approbation des changements de tarifs proposés.
4. La Commission, après s'être assurée qu'un avis public ait été dûment publié, donne une audience publique où tous les intéressés ont l'occasion d'examiner les

changements proposés et de soumettre leurs commentaires.

5. La Commission émet une décision, dont un exemplaire est déposé dans les 14 jours auprès du Président du Conseil des Ministres (le Cabinet).
6. Dans les 30 jours, le Cabinet peut, sans aucune pétition ni requête, modifier, changer ou renverser la décision.
7. Si le Cabinet n'initie aucune action dans les délais prévus, alors un individu en grief peut faire demande à la Cour d'une révision judiciaire de la décision.

2) Formulation de la Demande

Par sa demande datée du 20 avril 1990, Énergie NB sollicitait de la Commission qu'elle approuve un changement spécifique à ses tarifs. Dans un sommaire déposé à la même date, Énergie NB indiquait que le but primordial de sa demande était d'assigner la juridiction à la Commission. Ceci a permis à la Commission de tenir des audiences pour examiner les principes d'information fondamentaux (les questions génériques) qui ont des répercussions sur le niveau des tarifs pour les services offerts par Énergie NB à l'intérieur de la Province.

Une conférence précédant les audiences s'est tenue les 13 et 14 juin 1990, pour considérer quelles questions génériques

devraient être revues et dans quel ordre on devrait tenir les audiences publiques. Des soumissions furent acceptées par la Commission concernant les questions jugées pertinentes, et des opinions furent exprimées quant à l'ordre selon lequel on devrait les examiner. La Commission a conclu que les questions génériques pertinentes ainsi que l'ordre selon lequel on devrait les examiner sont les suivants:

1. Conventions comptables et financières
2. Politiques d'amortissement
3. Planification de la capacité de production
4. Répartition des coûts
5. Échelle des tarifs
6. Politiques de service au client

L'audience publique concernant la Comptabilité et les Politiques financières débuta le 15 octobre 1990 et conclut le 24 octobre 1990. Il y eut participation active d'un intervenant appelé "Groupe des Gros Consommateurs" (GGC) et qui était constitué des entreprises suivantes:

Denison-Potacan Potash Company
Fraser Inc.
Irving Oil Limited
Miramichi Pulp & Paper Inc.
NBIP Forest Products Inc.
Rothesay Paper Limited
St. Anne-Nackawic Pulp Company Ltd.
Stone Consolidated Inc.

Les témoins aux audiences étaient les suivants:

Énergie NB:

Mr. K.B. Little	-	Vice-Président aux finances, Énergie N.-B.
Mr. D.A. Carmichael	-	Premier Vice-Président de Scotia McLeod Inc., Toronto
Mr. J.M. Hawkins	-	Contrôleur d'Énergie NB
Mr. K. Boocock, C.A.	-	Associé, Deloitte et Touche, Toronto
Mr. J.A.F. Cook, C.A.	-	Associé, Deloitte et Touche, Fredericton

GGC:

Mr. H.R. Tidby, C.A.	-	Associé Gérant, Coopers & Lybrand, Saint John
Mr. B. Wolfman, C.A.	-	Coopers & Lybrand Consultants Toronto

Témoin indépendant (domaine financier)

Dr. B. Kalymon	-	Kalymon Consulting Ltd., Toronto
----------------	---	----------------------------------

Cette décision comprend les points suivants:

A. Conventions comptables:

- 1) Compte de normalisation de la production
- 2) Compte de stabilisation des ventes à l'exportation
- 3) Passifs nucléaires:

- a) Compte de déclassement de la tranche nucléaire
- b) Compte de gestion du combustible irradié
- c) Compte d'enlèvement des canaux de combustible
- 4) Autres conventions comptables
- 5) Réserve de normalisation de la production
- 6) Equité

B. Conventions financières:

- 1) Information de base
- 2) La garantie provinciale
- 3) Les cibles financières
- 4) Pourcentage dette-équité
- 5) Dette
- 6) Conclusion de la Commission sur le pourcentage dette équité et sur la dette
- 7) Formule de couverture des intérêts
- 8) Taux de couverture des intérêts
- 9) Conclusion de la Commission sur la formule et le taux de couverture des intérêts

CONVENTIONS COMPTABLES

La Commission a préparé un certain nombre d'appendices qui contiennent des renseignements détaillés pour Énergie NB. Ceux-ci sont fournis pour fin de référence et sont attachés à la fin de cette décision. Les appendices incluent l'état des revenus, le bilan financier, la structure du capital, le sommaire des coûts d'évacuation des substances nucléaires et le sommaire du compte de stabilisation des ventes à l'exportation.

1) Compte de normalisation de la production

La note 1(g) du rapport annuel d'Énergie NB pour l'exercice se terminant le 31 mars 1990, établit ses conventions comptables en ce qui concerne les coûts et revenus reportés et inclut la déclaration suivante concernant le compte de normalisation de la production:

"Afin de normaliser les fluctuations dans les coûts de production causées par les variations venant des conditions de débit moyen de l'eau et du rendement nucléaire, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation de la production. (Voir le paragraphe suivant) Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives au débits d'eau réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la tranche nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des tranches comparables et de l'expérience du dossier d'exploitation de la tranche nucléaire." (Document ENB 4, page 25)

La page 166 de la transcription indique que la deuxième phrase de la citation ci-dessus devrait se lire: "Le débit ou crédit compensateur est imputé au compte pour la normalisation de la production."

L'analyse rationnelle d'Énergie NB pour l'utilisation du compte de normalisation de la production s'explique comme suit:

"Les tranches hydroélectriques et nucléaires ont des caractéristiques communes de coût, du fait que les frais relatifs au capital sont très élevés et que les coûts de combustible sont très bas. Quand la production d'énergie de ces centrales tombe, la plupart des coûts subsistent et le service doit aussi remplacer l'énergie issue des centrales thermiques qui ont des coûts de combustible élevés.

Ces coûts caractéristiques des tranches hydroélectriques et nucléaires signifient que les coûts d'une période à une autre peuvent subir d'énormes fluctuations causées par certains facteurs qui sont largement hors du contrôle de la compagnie, en ce qui concerne les conditions hydrauliques ou le rendement de la tranche nucléaire. Énergie NB est persuadée que les clients, à quelque période que ce soit, devraient recevoir le bénéfice d'un rendement moyen de ces centrales de haute qualité, pour des raisons d'équité entre les sources de production. La compagnie, de plus, est convaincue que la stabilisation des coûts est essentielle si l'on veut éviter les variations incontrôlables de tarifs qui seraient nécessaires pour réellement déterminer les coûts de production pour chaque période individuelle.

Pour traiter les clients de façon égale dans chaque période, et pour stabiliser les tarifs, Énergie NB détermine ses besoins en matière de revenu chaque année en présumant que des débits hydrauliques moyens et qu'un rendement nucléaire moyen seront obtenus. On procède ainsi même si l'on a des raisons de penser que le rendement dans l'un ou l'autre cas sera supérieur ou inférieur aux niveaux moyens. (Document ENB 1, pages 5-6 et 5-7)

L'évidence présentée par Énergie NB continue ainsi:

"Le facteur de puissance annuelle moyenne que l'on prévoit pour la centrale nucléaire est estimé à 80.3% de sa puissance totale pour sa durée d'existence. Le facteur de puissance a été établi au moment où la centrale nucléaire a été mise en marche à la suite d'une étude de l'expérience, à ce moment là, d'Hydro Ontario, qui était propriétaire des seules centrales nucléaires CANDU en opération. Depuis, Énergie NB a reconsidéré le facteur de puissance, à la lumière de sa propre expérience, actuelle et projetée, et vu l'expérience réelle d'autres centrales similaires. Une étude datant du 31 décembre 1989 vient de confirmer que 80.3% continuait d'être un niveau moyen de prévision très correct." (Document ENB 1, page 5-7)

Un bilan détaillé du compte de normalisation de la production pour la période allant de 1955 à 1989 est reproduit sur la page suivante:

Sommaire du compte de normalisation

Coût annuel (crédit)

Année	Normalisation hydraulique	Stabilisation nucléaire	Solde accumulé
1955	300,000 \$	-	300,000 \$
1956	(135,000)	-	165,000
1957	72,000	-	93,000
1958	180,000	-	273,000
1959	447,000	-	720,000
1960	550,000	-	1,270,000
1961	(507,000)	-	763,000
1962	195,000	-	958,000
1963	(25,000)	-	933,000
1964	594,000	-	1,527,000
1965	(124,000)	-	1,403,000
1966	(131,000)	-	1,272,000
1967	(860,000)	-	412,000
1968	284,000	-	696,000
1969	(4,519,000)	-	(3,823,000)
1970	240,000	-	(3,583,000)
1971	(616,500)	-	(4,199,500)
1972	(2,019,600)	-	(6,219,100)
1973	2,871,000	-	(3,348,100)
1974	1,751,000	-	(1,597,100)
1975	(2,630,073)	-	(4,227,173)
1976	(3,121,800)	-	(7,348,973)
1977	6,603,300	-	(745,673)
1978	9,908,300	-	9,162,627
1979	(9,279,466)	-	(116,839)
1980	1,428,942	-	1,312,103
1981	8,470,968	-	9,783,071
1982	19,594,920	-	29,377,991
1983	2,924,395	647,849	32,950,285
1984	12,279,000	20,271,739	65,950,285
1985	3,810,000	14,949,000	84,709,974
1986	(14,487,000)	24,178,000	94,400,974
1987	4,270,000	11,865,000	110,535,974
1988	(18,479,000)	10,523,000	102,579,974
1989	(8,660,000)	10,930,000	104,849,974
Total	11,035,386 \$	93,814,588 \$	104,849,974 \$

(Document ENB 1, Tableau 5-2)

La Commission a conclu que le principe qui consiste à ajuster les résultats annuels d'opération d'Énergie NB pour permettre de normaliser le rendement d'exploitation des tranches nucléaires et hydroélectriques est approprié. Le compte de normalisation de la production englobe deux éléments distincts:

- a) La normalisation du rendement hydraulique et
- b) La stabilisation nucléaire.

a) **La normalisation du rendement hydraulique**

Le compte de normalisation hydraulique existe depuis 1955, et il se fonde sur l'observation des conditions hydrauliques moyennes sur une période historique de trente-cinq ans. GGC a fait la déclaration suivante:

"En conséquence, nous concluons que la méthode utilisée est objective, d'après les principes de comptabilité généralement acceptés et qu'elle est équitable pour toutes les sources de production." (Document GGC 1, page 8)

La Commission est d'accord avec cette opinion, et approuve qu'Énergie NB continue de conserver cette partie du compte, selon son mode de fonctionnement habituel.

b) La stabilisation nucléaire

Tel qu'indiqué dans la convention comptable décrite dans la note 1(g) des états financiers (page 9 supra) le redressement pour la stabilisation nucléaire est "calculé d'après des statistiques industrielles comparables et l'expérience de fonctionnement de la tranche nucléaire proprement dite."

D'après ce que comprend la présente Commission, sur une base mensuelle, Énergie NB compare le rendement d'exploitation réel de la tranche nucléaire avec le rendement anticipé moyen de sa durée totale d'existence. Si la centrale a fonctionné à un niveau tel qu'il excède le rendement anticipé moyen de sa durée totale d'existence, Énergie NB évalue le montant de production d'énergie thermique ainsi évitée et calcule l'économie ainsi réalisée en se référant aux coûts de production thermique pour le mois, selon la formule suivante:

$$\frac{\text{Coût total de combustible applicable (en dollars)}}{\text{Production thermique totale applicable (en kwh)}} = \text{Coût moyen par kwh de la production thermique}$$

$$(\text{Coût moyen par kwh de production thermique}) \times (\text{Kws/h de production thermique évitée}) = \text{Économie}$$

On fait alors une inscription dans les registres, débitant l'état des revenus de l'économie évaluée et créditant le

compte de normalisation de la production sur le bilan financier. Durant les mois où le rendement d'exploitation réel est inférieur au rendement anticipé moyen de la durée d'existence de la centrale, le montant du coût supplémentaire de production est calculé de la même façon que ci-dessus. Dans ce cas l'inscription aux registres créditerait l'état des revenus et réduirait le compte de normalisation de la production sur le bilan financier.

Des preuves considérables ont été avancées par les témoins d'Énergie NB, faisant foi de l'utilisation d'un facteur de puissance brute de 80.3%, ce qui représente le rendement moyen prévu pour la tranche nucléaire pour la durée de son existence utile. Une comparaison avec d'autres centrales CANDU 600 a été fournie dans le Tableau 5-1 du document ÉNB 1, qui est reproduit sur la page suivante:

Facteurs de puissance brute pour les Centrales CANDU
au 31 décembre 1989*

CENTRALES CANDU 600

Centrale	Facteur de puissance brute
Point Lepreau	93.0%
Gentilly-2 (Quebec) ¹	74.6
Wolsong-1 (Corée du Sud) ¹	81.7
Embalse (Argentine) ¹	74.6
Comparaison actuelle	
Point Lepreau	93.0%
Moyenne des autres CANDU 600	<u>77.0</u>
Moyenne	85.0 **
Moins la fermeture de 18 mois en 1998	<u>5.0</u> <u>80.0%</u>

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES DE L'ONTARIO

Pickering A 1-4	69.5%
Pickering B 5-8	86.7
Bruce A 1-4	77.8
Bruce B 5-8	85.4
En tout	79.9%

* Les facteurs de puissance brute commencent avec la mise en service des usines

** La moyenne des autres centrales est donnée pour ajouter du poids à l'expérience de Lepreau; les autres centrales ont des problèmes de fonctionnement extérieurs à la centrale et qui ne s'appliquent pas à Lepreau

1 Les renseignements entre parenthèses ont été ajoutés par la Commission.

Énergie NB a également fourni les évaluations suivantes pour appuyer le bien-fondé des facteurs de puissance projetée pour les années civiles allant de 1991 à 1999:

"Lorsqu'on fait des prévisions en vue de la planification ou du budget, on suppose que Lepreau fonctionne à son facteur de puissance moyenne d'existence de 80.3%. Cependant le personnel qui veille au fonctionnement de la centrale prévoit les besoins d'entretien majeurs connus avec plusieurs années d'avance, et il est possible, à partir de ces données, de préparer des évaluations annuelles du facteur de puissance brute. Les attentes actuelles pour ce qui est des coupures prévues pour l'entretien sont les suivantes:

<u>Années civiles</u>	
1991	30 jours
1992	30
1993	30
1994	30
1995	5
1996	10
1997	5
1998	274
1999	274

Les évaluations précédentes sont mises à jour au fur et à mesure que les circonstances changent. De plus, la centrale est toujours assujettie à des événements imprévus.

A part les coupures d'entretien prévues, on présuppose généralement un taux moyen de coupures forcées de 12.0% dans les perspectives d'avenir. Les facteurs annuels de puissance brute prévue qui en résultent seraient les suivants:

<u>Années civiles</u>	<u>Facteur de puissance</u>
1991	79.8
1992	79.8
1993	79.8
1994	79.8
1995	86.6
1996	85.3
1997	86.6
1998	12.9
1999	12.9"

(Interrogatoire 2 ÉNB(CESP) 4 Supplémentaire)

En se fondant sur une révision de cette preuve et de la preuve fournie lors des interrogatoires directs et contradictoires, la Commission a l'impression que le développement du facteur de puissance brute, et par conséquent les redressements pour la stabilisation nucléaire dans le compte de normalisation de la production, se fondent sur trois éléments distincts:

- i) Les coupures prévues pour l'entretien,
- ii) La fermeture due à l'enlèvement des canaux de combustible
- iii) Les coupures forcées

La Commission a également l'impression qu'Énergie NB évalue les répercussions sur le rendement à vie de la centrale nucléaire d'après chacun des éléments suivants:

Puissance maximum pour la durée de la centrale		100.0%
Coupures prévues pour l'entretien	2.7%	
Fermeture due à l'enlèvement des canaux de combustible	5.0%	
Coupures forcées	<u>12.0%</u>	<u>19.7%</u>
Evaluation du facteur de puissance brute		80.3%

La Commission va considérer chacun des facteurs ci-dessous.

i) Coupures prévues pour l'entretien

Les coupures prévues pour l'entretien ont été discutées par Énergie NB comme suit:

"Le personnel qui fait fonctionner l'usine prévoit bien cependant les besoins d'entretien majeurs connus, et il est possible d'établir des évaluations annuelles du facteur de puissance brute à partir de ces données." (Interrogatoire 2 ÉNB(CESP) 4 Supplémentaire)

La Commission s'accorde à penser que les besoins d'entretien connus devraient être inclus dans le calcul du facteur de puissance annuelle moyenne et par conséquent approuve qu'Énergie NB devrait continuer à inscrire les charges pertinentes (ou crédits) au revenu par le biais du compte de normalisation de la production.

ii) Fermeture prévue pour l'enlèvement des canaux de combustible

Énergie NB, à l'époque de l'audience, estimait la durée d'existence utile de la tranche nucléaire de Point Lepreau à trente ans. De plus, Énergie NB estimait qu'il faudra fermer la centrale pour une période de dix-huit mois à commencer de 1998 pour permettre l'enlèvement et le remplacement des canaux de combustible. D'après ces évaluations, la période de fermeture représente 5% de la durée d'existence utile prévue pour la centrale.

La Commission pense que la période de fermeture prévue devrait être incluse dans le calcul du facteur de puissance annuelle moyenne de la même façon que l'entretien prévu dont il est question dans la section précédente.

iii) Coupures forcées

L'élément restant pour le calcul du facteur de puissance annuelle moyenne de la tranche nucléaire se rapporte aux coupures forcées ou non prévues. Énergie NB a indiqué que:

"En dehors des coupures d'entretien prévues, on suppose en général un taux moyen de coupures forcées de 12% pour les projections." (Interrogatoire 2 ÉNB(CESP) 4 Supplémentaire)

Il est clair qu'il s'agit là de l'élément le plus significatif dans les calculs d'Énergie NB pour déterminer les redressements à apporter au compte de normalisation de la production. A l'appui de ses évaluations, Énergie NB a classé le document ÉNB 9 indentifié comme "Rendement des tranches nucléaires de Hydro Ontario" qui indiquait par des moyens graphiques les facteurs de rendement annuel moyen. Cependant, il ne fut présenté que des preuves faibles ou inexistantes pour montrer pourquoi les coupures forcées avaient lieu, sinon pour dire que les centrales ont dû faire face à des problèmes non-identifiés. Le GGC a déclaré:

"Bien que d'autres incidents malheureux puissent en effet se produire, le rendement prouvé durant la période 1983 à 1990 a été exemplaire. L'évidence fournie au tableau 5-1 montre que le facteur de puissance brute le plus élevé (93.0%) pour Point Lepreau se range parmi des tranches Candu 600 comparables et aussi parmi les tranches nucléaires d'Hydro Ontario." (Document GGC 1, pages 8 et 9)

Soumis à l'interrogatoire contradictoire, M. Little a donné la réponse suivante:

"Q Maintenant, voulez-vous examiner, s'il vous plaît, le document ENB-9 qui fait partie de ceux classés. Nous voyons qu'il s'agit d'une série de graphiques illustrant le rendement d'un nombre de centrales nucléaires de l'Ontario. En réponse à une question de M. Drummie, vous avez indiqué que si la centrale de Lepreau était superposée à celles-là, on obtiendrait plus ou moins une ligne droite au-dessus du niveau 90%, vous vous en souvenez?"

M. Little

R Oui.

Q Maintenant j'aimerais avancer encore d'une autre étape et vous suggérer (que) cela veut dire que du point de vue de l'examen du fonctionnement, il ne serait pas valable de comparer le fonctionnement de....Lepreau avec n'importe laquelle de ces centrales?"

R La centrale a sans doute plus de similarités avec ces centrales-là que de différences mais il est certain qu'elle possède des caractéristiques bien à elle, oui. Je pense qu'on peut faire certaines comparaisons.

Q Et bien, je pourrais vous suggérer que ceci démontre que du point de vue de l'efficacité du fonctionnement Point Lepreau est bien en avance sur n'importe laquelle de ces autres centrales et ne peut pas leur être comparée?"

R Je ne débattrais pas le fait que Point Lepreau est jusqu'ici la meilleure du groupe, oui." (Transcriptions pages 609 et 610)

Énergie NB a de bonnes raisons d'être fière du rendement de Point Lepreau jusqu'ici. Le facteur de puissance brute s'est maintenu bien au-dessus de celui que connaissent les diverses tranches ontariennes. Cependant la Commission est d'accord que Énergie NB serait affectée de façon plus profonde par la coupure de Point Lepreau, puisqu'elle représente à peu près vingt pour cent du système, que ne le serait Hydro Ontario si elle perdait l'une de ses tranches nucléaires.

Par conséquent, en principe, la Commission s'accorde avec Énergie NB à penser que l'utilisation du compte de normalisation de la production pour accommoder les coûts supplémentaires de production occasionnés par les coupures forcées de la centrale, est appropriée. Cependant, si le rendement d'exploitation de la tranche nucléaire pour le reste de son existence ne diminue pas dans les limites évaluées par Énergie NB, alors il est clair que les coûts aux clients auront été excessifs. Énergie NB révisé périodiquement le facteur de puissance moyenne annuelle de la tranche nucléaire et elle a, jusqu'à présent, confirmé que le chiffre de 80.3% continue d'être un niveau moyen prévu très approprié. Le rendement réel de Point Lepreau est le suivant:

1984	92.0
1985	89.9
1986	96.8
1987	94.4
1988	91.3
1989	96.5
1990	92.3

Le rendement moyen réel pour ces années-là est de 93.3%, ce qui est bien supérieur au rendement moyen prévu pour la durée totale de la centrale.

Ce qui signifie que, jusqu'ici, les coupures forcées ont été bien inférieures au montant présumé de 12% par an. Pour que ceci s'équilibre durant l'existence de Point Lepreau, il est nécessaire que les coupures forcées dépassent, à l'avenir, les 12%. Chaque année supplémentaire de rendement supérieur à la moyenne signifie que les années restantes doivent avoir des rendements encore plus bas. Il arrivera un point où l'utilisation continue du chiffre de 12% pour les coupures forcées deviendra insensée. La Commission n'a été saisie d'aucune preuve qui offre une évaluation plus appropriée pour les coupures forcées. Cependant, la Commission conseille à Énergie NB de surveiller de très près cette situation et de faire rapport à la Commission d'un plan de modification au cas où le rendement réel de Point Lepreau continuerait de dépasser grandement son facteur de puissance brute prévu.

La Commission a également des inquiétudes en ce qui concerne le redressement pour les coupures forcées pour les années 1998 et 1999. On avait présumé que celui-ci serait de 12% pour chacune des années 1998 et 1999 sans aucune considération du fait que la centrale est censée être fermée pendant neuf mois de chaque

année pour l'enlèvement et le remplacement des canaux. Ce fait a été soumis à l'attention du panel comptable par l'avocat de la Commission, et M. Little a conclu qu'Énergie NB s'était trompée dans ses calculs, en ces termes:

"Q. Seriez-vous d'accord avec moi, M. Little, que la situation des 3 pour cent vous semble raisonnable et c'est approprié, à votre avis?

R. Oui, cela paraît tout à fait raisonnable que les 12 pour cent...de taux de coupures forcées ne devraient s'appliquer que pendant la période réelle de fonctionnement, ce qui, dans ce cas particulier, s'il s'agit d'un quart de l'année, voudrait dire, comme on pourrait s'y attendre, une répercussion de 3 pour cent.

Q. Exact

R. Je suis d'accord." (Transcription pages 701 et 702)

En conséquence de la correction de cette erreur de calcul, le facteur de puissance évalué pour les deux années 1998 et 1991 devrait être de 21.9%. Ce qui signifie une disponibilité supplémentaire de 18 pour cent pendant ces deux années-là. Pour les années allant de 1991 à 2013, ceci a pour résultat une augmentation moyenne de 0.8%. Par conséquent, la Commission instruit Énergie NB de commencer à utiliser en 1991 un facteur de puissance brute de 81.1%.

Durant l'interrogatoire contradictoire, M. Little a admis que la portion du compte de réserve de normalisation de la production ayant trait à l'enlèvement et au remplacement des canaux

de combustible, pouvait être isolée et évaluée séparément des autres éléments du compte. La Commission est d'accord et considère aussi qu'on pourrait procéder de la même manière pour les autres éléments du compte dont on a parlé plus haut. La Commission émet l'opinion qu'il serait utile d'avoir ces renseignements et donc, elle instruit Énergie NB de déposer auprès de la Commission, au moment de chaque demande de tarifs généraux, la valeur en dollars associée à chacun des trois éléments ci-dessus de la portion de stabilisation nucléaire du compte de normalisation de la production.

2) Compte de stabilisation des ventes à l'exportation

La note 1(g) attachée aux états financiers consolidés d'Énergie NB pour l'année terminée le 31 mars 1990, et incluse dans le document ÉNB 4, révèle la convention comptable concernant le compte de stabilisation des ventes à l'exportation.

Cette note indique que, en ce qui concerne certaines ventes à l'exportation, qu'on appelle également ventes économiques à l'exportation, Énergie NB compare chaque année ses gains prévus provenant de telles ventes avec les gains réellement acquis.

Quand les gains réels sont au-dessous du chiffre prévu, le déficit est crédité dans l'état des revenus. Quand les gains

réels dépassent les prévisions, l'excédent est débité dans l'état des revenus.

Une réduction ou une augmentation équivalente est alors inscrite dans le compte de stabilisation des ventes à l'exportation, dans la section du bilan financier qui a trait aux éléments de passif reporté. Les montants reportés chaque année sont amortis pour permettre leur inclusion dans l'état des revenus pour la période couvrant les trois années financières suivantes.

Dans sa preuve pré-déposée, à la page 5-34, Énergie NB a fourni une analyse du compte de stabilisation des ventes à l'exportation, dont nous présentons les détails d'information dans l'Appendice 5 de cette décision. Le montant déclaré dans l'état des revenus d'Énergie NB pour 1990 (Appendix 1) peut être déduit de l'Appendice 5 comme suit:

	<u>1990</u>	<u>1989</u>
	(000 \$)	
Gains provenant de ventes à l'exportation ayant dépassé les prévisions	22,737 \$	15,979
Amortissement des gains excédentaires provenant des trois années précédentes	<u>(9,654)</u>	<u>(3,485)</u>
Réduction nette des gains pour l'année	<u>13,083 \$</u>	<u>12,494</u>

Une révision de l'activité du compte révèle qu'une fois seulement depuis 1980 le solde reporté a été débiteur. Au 31 mars

1990, le crédit reporté était de 36,370,000 \$. Énergie NB a décrit les difficultés en faisant des prévisions précises des revenus d'exportation comme suit:

"Ces ventes, et de là le revenu net qu'elles rapportent, sont sujettes à beaucoup d'influences qui sont hors du contrôle d'Énergie NB, et même hors du contrôle des prédictions du service aux clients. Par exemple, une grève des transporteurs de charbon en Nouvelle-Écosse, une coupure prolongée dans une grande centrale nucléaire en Nouvelle-Angleterre ou un période de sécheresse qui affecte les réservoirs d'Hydro Québec. Des variations imprévisibles se produisent aussi dans le coût de combustible pour Énergie NB, dans le débit hydroélectrique et la disponibilité de puissance thermique sur le système d'Énergie NB.

C'est à cause du grand nombre de déterminants internes dans la prévision exacte du revenu net qu'Énergie NB a mis en place le compte de stabilisation des ventes à l'exportation. Énergie NB continue à mettre à jour ses programmes d'informatique et à étendre ses contacts avec les entreprises de service public voisines afin d'améliorer ses prévisions des revenus nets." (Interrogatoire 2 ÉNB(CESP)10)

Indépendamment de ces explications, la Commission est soucieuse de l'étendue des variations entre les prévisions et le rendement réel. Le GGC a illustré certaines de ces variations comme suit:

"1987	4,044,015 \$ ou 14%
1988	8,940,095 \$ ou 29%
1989	15,978,982 \$ ou 61%
1990	22,737,183 \$ ou 71%"

(Document GGC 6)

En ce qui a trait à ces variations, M. Tidby a proposé que la Commission examine les procédés utilisés pour prédire les ventes économiques annuelles à l'exportation. La Commission s'accorde avec M. Tidby et ordonne à Énergie NB de fournir une description détaillée de ces procédés, une analyse des variations depuis 1986 et une description de leurs causes. De plus, Énergie NB devra formuler des recommandations qui permettent d'améliorer la prévision des gains provenant des ventes économiques d'exportation, et qui soient déposées avant la prochaine demande de tarifs généraux.

Tel qu'indiqué dans la convention comptable décrite à la page 25 "supra", les montants reportés chaque année sont inclus dans le calcul des exigences du revenu à venir et divisés en montants égaux s'échelonnant sur une période de trois ans et sont amortis à l'état des revenus sur ce principe de base. La Commission considère qu'il reste encore deux questions à régler:

- i) La période d'amortissement des gains d'exportation reportés pour fin de réglementation, et
- ii) L'inclusion totale de tels gains dans le calcul des exigences de revenu.

i) Période d'amortissement pour fin de réglementation

Énergie NB a fourni l'explication rationnelle de

l'amortissement des montants annuels qui sont reportés dans le compte de stabilisation des ventes à l'exportation sur une période de trois ans comme suit:

"Le choix de la période de trois ans pour le compte de stabilisation des ventes à l'exportation est là pour permettre aux variations du budget d'être incluses dans les exigences de revenu sur une période à court terme sans soulever la possibilité de déformation trop marquée de la période à court terme. Énergie NB détermine chaque année son coût total d'énergie prévu (achats de combustible et d'énergie aux services inter-reliés) pour fournir la charge totale prévue, comprenant la charge pour l'intérieur de la province ainsi que les ventes prévues aux autres entreprises de service public. On applique un jugement aux ventes que l'on prévoit faire aux entreprises de service public voisines, pour en arriver aux quantités d'énergie qu'on pourra le plus probablement mettre en marché et quel profit net en reviendra à Énergie NB." (Interrogatoire 2 ÉNB(CESP)10)

Le GGC a conclu dans sa preuve pré-déposée:

"Nous sommes d'avis que la retenue constante de fonds sur une telle période de temps met en danger le principe d'équité inter-générationnelle pour une amélioration mineure du nivellement des fluctuations de tarif d'une année à l'autre. Nous recommandons de retourner de telles variations de budget aux tarifs et revenus dans le délai le plus bref; c'est-à-dire dans l'année suivante. Ceci aura pour avantage de ne jamais laisser le compte amasser de grosses accumulations de soldes venant des clients, sur un nombre d'années, comme cela s'est produit jusqu'en 1984, et comme cela recommence à se produire en 1988, 1989 et 1990. Ceci permettra aussi d'ajuster les fonds excédentaires ou les surcharges aux clients pour se rapprocher très près du moment où la déviation initiale du budget d'exportation s'est produite." (Document GGC 1, page 6)

Pendant l'interrogatoire direct, M. Little a fait les commentaires suivants sur cette recommandation:

"R Oui, j'aimerais exprimer deux choses au sujet de la recommandation. La première à laquelle j'ai fait allusion plus tôt était le fait que les bénéfices réels ou budgétés provenant de l'exportation sont, en fait, inclus dans les exigences de revenu en budgets et tarifs pour toute année donnée. Ainsi, dans la mesure où le rendement réel est proche du budget, le montant budgété est déjà inclus dans les tarifs, le rendement d'exportation prévu.

La deuxième chose que j'aimerais exprimer concerne l'application logique et pratique de retourner toute variation provenant des exportations budgétées d'une certaine année, au revenu dans une seule année, particulièrement si l'année de référence est l'année immédiatement consécutive. Je pourrais peut-être me servir d'un exemple se rapportant à l'année en cours.

Le budget de bénéfices d'exportation pour l'année en cours, je n'ai pas le chiffre exact mais disons qu'il se situe dans les 50 millions de dollars pour l'année en cours. Je crois que c'est bien là son ampleur appropriée. Nous établissons nos budgets en ce moment pour pouvoir procéder à une demande de tarifs si cela convient à cette Commission. Les évaluations menant aux budgets que notre propre Commission est en train de réviser ont fait l'objet de préparation durant...oubien cet élément-là des évaluations aurait été préparé au cours des deux derniers mois. Pour la période d'août/septembre où nous n'avons même pas encore atteint la moitié de l'année, il est très difficile de savoir exactement quelle sera la variation du budget sur les gains à l'exportation pour cette année-là. Nous n'avons pas vu de résultats sur 12 mois de durée. Si nous devons adopter une convention selon laquelle la variation réelle des bénéfices d'exportation budgétés, que nous ne connaissons pas avant le 31 mars de 1991, doit être incorporée dans les budgets et tarifs durant l'année 91-92, ce qui paraît être la recommandation de Messieurs Tidby et Wolfman, il existe un risque important que les évaluations que nous devrions entreprendre en août pour connaître l'ampleur de cette variation, ne seront pas exactes et par conséquent, que le montant qui est en fin de compte reflété dans les budgets et les tarifs, pourrait être tout à fait différent de ce qui se trouve réellement avoir été gagné cette année.

C'est donc une difficulté très pratique que me cause le concept d'essayer d'incorporer la variation provenant des bénéfices d'exportation budgétés en une seule année si

cette année-là est l'année immédiatement consécutive."
(Pages 466-468 de la transcription)

M. Little a continué plus tard en ces termes:

"Donc pour deux raisons, nous continuerions à recommander l'usage de la période de trois ans. L'une est simplement l'aspect pratique de savoir quelle sera la variation au moment où les demandes de budgets et de tarifs doivent être établies, et l'autre le but général de maintenir un nivellement des tarifs." (Page 469 de la transcription)

La Commission conclue à partir de ces preuves qu'il existe des difficultés pratiques à amortir l'excédent reporté ou les montants déficitaires sur une seule année lorsqu'on fait la projection des exigences de revenu pour une période à venir. Cependant, la Commission pense que le principe d'équité inter-générique serait mieux desservi si l'on faisait les redressements nécessaires le plus tôt possible. En conséquence, la Commission ordonne à Énergie NB d'amortir les sommes reportées sur deux ans plutôt que sur trois, à des fins de réglementation.

La mise en application de ce changement de convention durant l'année financière 1991 aurait une répercussion importante sur les exigences de revenu en 1992 et 1993. Par conséquent, la Commission donnera son accord que le solde au 31 mars 1990, de 36,370,000 \$, soit inclus dans les exigences de revenu sur une période de trois ans, et que seuls les montants reportés de 1991

et des années postérieures devraient être amortis sur une période de deux ans.

ii) Inclusion des gains d'exportation dans les exigences de revenu

Durant l'interrogatoire contradictoire par l'avocat de la Commission, M. Little a indiqué que le processus actuel de budgétisation n'était pas conçu de façon à assurer que tous les gains à l'exportation soient pris en considération dans le calcul des exigences de revenu. M. Little a déclaré:

"R Peut-être un exemple, si nous estimons en 1987 que nous aurons dépassé de 9 millions de dollars le budget des bénéfiques d'exportation dans le processus budgétaire pour 1988, 3 millions de dollars de cette somme seront projetés en tant qu'élément de revenu. S'il se trouve ensuite qu'il s'agissait de 2,950 mille au lieu de 3 millions, ce serait cette erreur d'évaluation de 50 mille ou un tiers de l'erreur d'évaluation qui ne serait pas reflété dans les tarifs.

Q Exact. Donc on fait un effort pour refléter dans le processus de mise en place des tarifs le tiers des ventes à l'exportation en se fondant sur votre amortissement de trois ans...?

R Oui, selon notre évaluation la plus précise.

Q Exact. Donc vous obtenez ce que j'appelle une évaluation flottante par le biais d'une réglementation, est-ce bien ce que vous prévoyez?

R A vrai dire, je n'avais pas pensé à cet aspect de la question jusqu'au moment où nous avons été interrogés par M. McKelvey sur ce point l'autre jour, quand il a demandé s'il devrait y avoir un mécanisme qui permette d'absorber un tiers de l'erreur d'évaluation qui sinon ne serait pas absorbé si nous n'avions pas un redressement ultérieur. Nous n'avions pas, ou du moins

je n'avais pas considéré cet aspect. Cela me semble une bonne idée." (Pages 707 et 708 de la transcription).

La Commission est d'accord avec la conclusion de M. Little et s'attend à ce qu'Énergie NB instaure un mécanisme qui assure que tous les bénéfices à l'exportation soient correctement reflétés dans le calcul des exigences de revenu à venir, et qu'elle en fasse le rapport à la Commission avant la prochaine demande de tarifs généraux.

La Commission observe que le compte est désigné sous l'appellation de "compte de stabilisation des ventes à l'exportation" tandis qu'il sert en fait de mécanisme pour niveler les variations de revenu net. De plus, le compte n'inclut les effets d'aucune vente ferme à l'exportation. La Commission suggère donc que le compte devrait recevoir une appellation qui reflète son but de façon plus appropriée.

3) Passifs nucléaires

Énergie NB a mis en place les comptes suivants pour pourvoir aux passifs que l'on prévoit pour l'avenir et qui sont reliés au fonctionnement de la centrale nucléaire de Point Lepreau:

- a) Les comptes de déclassement de la tranche nucléaire
- b) Les coûts de gestion du combustible irradié

c) Le compte d'enlèvement des canaux de combustible.

Dans sa preuve pré-déposée, Énergie NB a fourni un document daté de juin 1990, ayant pour titre "Évaluation des exigences de revenu pour le déclassement et la gestion du combustible irradié de la centrale nucléaire de Point Lepreau." Dans l'introduction, le document déclare:

"Les centrales nucléaires, à la fin de leur durée normale de fonctionnement, doivent être mises dans un état hors-service permanent qui fournisse une protection adéquate pour la santé et la sécurité du public, des travailleurs du déclassement et de l'environnement, le tout en accord avec le document de réglementation R-90 de la Commission de Contrôle de l'Énergie Atomique.

Il est généralement d'usage pour les entreprises électriques de service public de pourvoir aux coûts à venir de déclassement et de gestion de combustible irradié en imputant les charges aux clients pendant la durée de fonctionnement de la centrale." (Document ÉNB 1, section 7.6, page 1)

En plus, Énergie NB a déclaré:

"Énergie NB fournit également, grâce à un tarif annuel, de quoi payer les coûts prévus pour l'enlèvement de tous les tubes de pression et de 100 calandres à la centrale nucléaire pour fin de remplacement (appelés collectivement "canaux de combustible"). Les coûts anticipés pour l'avenir ont été calculés sur la base de l'expérience déjà vécue par une autre installation électrique canadienne et en pré-supposant que le remplacement des canaux de combustion deviendra nécessaire en 1998." (Document ÉNB 1, page 5-10)

Les comptes utilisés par Énergie NB pour accumuler les

tarifs aux clients destinés à ces passifs nucléaires prévus, ont reçu l'appellation collective, pendant toute la durée de l'audience, de "comptes de passifs nucléaires" ou "Passifs nucléaires".

Dans sa preuve pré-déposée, Le GGC a tiré la conclusion suivante:

"Le fonctionnement des comptes de passif reporté destinés à ces trois sources à venir de coûts dans les centrales nucléaires est en usage au Canada à Hydro Ontario et à une moindre échelle à Hydro Quebec, où l'on a mis en place récemment un petit compte de coûts reportés pour le déclassement d'une centrale nucléaire. Nous nous accordons avec la preuve fournie par les témoins d'Énergie NB en ce qui a trait au besoin de gérer de tels comptes en prenant soin de faire correspondre correctement les coûts. Nous nous accordons aussi que la valeur temporelle de l'argent doit être reconnue pour permettre ces tarifs." (Document GGC 1, page 11)

Énergie NB a tracé les grandes lignes de sa convention comptable pour ce qui concerne les passifs résultant de l'énergie nucléaire, en ces termes:

"Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible

Afin de pourvoir aux coûts à venir prévus pour l'enlèvement permanent du combustible nucléaire irradié et du déclassement de la centrale nucléaire de façon à restituer le site à un état d'utilisation non-restrictif, la Commission prélève annuellement des revenus les montants calculés de façon que, une fois augmentés des intérêts, ils soient suffisants pour absorber les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'elles se dérouleront. Le calcul de ces coûts à venir

prévu est fondé sur une étude détaillée qui prend en considération diverses suppositions concernant la méthode et le moment propice du démantèlement de l'installation nucléaire, le coût du transport des substances nucléaires vers des installations d'évacuation permanentes et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire consommé tandis que le coût du déclassement de la tranche nucléaire est établi d'après les charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la tranche.

La Commission prévoit également une charge annuelle, portée au poste des résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront de l'enlèvement des canaux de combustible à la centrale nucléaire aux fins de remplacement. Les coûts prévus ont été calculés en se fondant sur une expérience semblable menée par une autre entreprise canadienne d'électricité et sur l'hypothèse que le remplacement des canaux de combustible deviendra indispensable en 1998.

La Commission inscrit ces opérations dans des comptes d'actif et de passif reportés. Le montant total qui doit être perçu pendant la durée d'utilisation de la tranche à l'égard du déclassement a été comptabilisé à partir de la date d'entrée en service de la tranche nucléaire. Le montant imputé aux clients pour le déclassement est déduit chaque année du compte de charges reportées. Quant aux charges liées à l'enlèvement des canaux de combustible et à l'évacuation du combustible irradié consommé pendant l'année, qui sont imputées aux clients, et aux intérêts composés annuellement sur les sommes imputées aux clients et cumulées, ils sont ajoutés chaque année au compte de passif reporté. Les intérêts sont calculés d'après le taux d'emprunt à long terme accordé à la Commission et ils sont imputés chaque année aux résultats. Les deux comptes sont redressés périodiquement afin de refléter les changements des montants devant être perçus des clients, à la suite de révisions de l'estimation du déclassement.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires, d'enlèvement des canaux de combustible et de gestion du combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, Énergie NB met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective. (Document ÉNB, note 1(h))

Au 31 mars 1990, les comptes d'actif reporté et de passif

reporté enregistrés par Énergie NB ont été inclus dans le bilan financier consolidé comme suit:

	<u>(000 \$)</u>
Passif reporté	
Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux des combustibles	226,251 \$
Actif reporté	
Déclassement de la tranche nucléaire	112,590 \$
(Document ÉNB 4, pages 18 et 19)	

Le passif reporté net au 31 mars 1990 est donc de 113,661,000 \$. L'appendice 4 fournit l'étude détaillée de ce montant.

a) Compte de déclassement nucléaire

Tel qu'indiqué dans la note 1 (h) à la page 35 "supra", Énergie NB compte avec les coûts futurs prévus pour le déclassement de la centrale nucléaire, ce qui comprend la restitution du site à un état d'utilisation non restrictif, par le moyen d'un compte d'actif reporté et de passif reporté.

Au moment où la tranche a été mise en service en 1983, on savait que, suite au document de règlements R-90 de la Commission de Contrôle de l'Énergie Atomique, Énergie NB serait

obligée de restituer le site à un état d'utilisation non restrictif.

"Le principe d'équité inter-générique et le coût de la norme de service exigent que le client d'une certaine période paye pour les coûts de leur fournir de l'énergie. Dans le cas des clients recevant leur énergie d'une centrale nucléaire, ceci exige que les coûts imputés à ces clients incluent le coût à ajouter à l'avenir au déclassement de la centrale,.... Si de tels coûts ne sont pas inclus dans le coût des services durant la période de fonctionnement de la centrale-même,...., alors les clients recevant les bénéfices ne paieraient pas le coût." (Document ÉNB 1, page 5-27)

Par conséquent, au moment où Point Lepreau a été mise en service, une évaluation fut faite pour connaître le passif à venir prévu pour le déclassement de la tranche. Le montant total devant être ramassé sous forme de charges annuelles aux clients durant l'existence de la tranche, a été inscrit comme actif reporté et comme passif reporté. Le compte d'actif reporté est réduit chaque année du montant perçu auprès des clients.

La Commission est d'accord avec le régime comptable adopté par Énergie NB pour subvenir à ce passif durant toute l'existence de la tranche nucléaire. De plus, la Commission accepte qu'un tel régime permet une part d'équité inter-générique. Cependant, Énergie NB a indiqué que l'on rencontre certaines difficultés à prévoir les coûts à venir prévus qui se produiraient comme suit:

"Étant donné les développements possibles dans le domaine de la technologie du déclassement, et à cause des diverses hypothèses et évaluations inhérentes aux calculs, Énergie NB révisé de tels calculs périodiquement (normalement tous les trois ans) faisant des redressements au fur et à mesure de leur nécessité, sur une base prospective. La dernière révision des coûts de déclassement a été effectuée par Énergie Atomique du Canada Ltée (EACL) en 1989 et les évaluations ont été préparées dans une analyse spécialement consacrée à la centrale de Point Lepreau." (Document ÉNB 1, page 5-9)

En conséquence de cette révision, Énergie NB a augmenté les comptes de l'actif reporté et du passif reporté de 66,093,000 \$. Elle a aussi augmenté le montant annuel à percevoir des clients de 2,143,000 \$ à 4,895,000 \$. Il est clair qu'une portion de l'augmentation du passif à venir prévu se rapporte aux années 1983 à 1988. Si l'évaluation présente avait été disponible au moment du démarrage de Point Lepreau, la charge annuelle aurait été supérieure. Cependant, la Commission est d'accord que l'augmentation des coûts évalués devrait être perçue des clients sur une base prospective, tel que noté plus haut.

Les charges annuelles de déclassement ont été calculées sur une base de fonctionnement de trente ans pour la tranche nucléaire. Dans l'interrogatoire 3 ÉNB(CESP) 3, la Commission a demandé quels changements résulteraient en charge annuelle de déclassement si l'on faisait l'hypothèse d'une durée d'existence de trente-cinq ans pour Point Lepreau. Énergie NB a répondu que la charge de déclassement pour l'exercice se terminant le 31 mars 1990 aurait été réduite d'environ 810,000 \$. Il est clair que, si

l'on déterminait que la durée d'existence prévue pour la centrale devrait être augmentée, il faudrait recalculer et reprogrammer les charges annuelles de déclassement en proportion.

b) Coûts de gestion du combustible irradié

Tel qu'indiqué dans la note 1(h) (page 35 "supra") Énergie NB pourvoit aux coûts futurs prévus pour évacuer de façon permanente le combustible nucléaire irradié (c-à-d usagé). Énergie NB a fait la déclaration suivante:

"Afin de subvenir aux coûts futurs prévus pour l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié, Énergie NB porte annuellement au revenu les montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'elles se produisent. Le montant porté annuellement pour le combustible nucléaire irradié est relié au montant de combustible nucléaire consommé pendant l'année et est conçu de façon à couvrir tous les coûts futurs associés à l'entreposage et à l'évacuation finale permanente de ce combustible.

Énergie NB inscrit dans ses comptes le combustible irradié par le biais d'un compte de passif reporté. Le compte de passif reporté est augmenté chaque année du montant perçu des clients pour couvrir l'évacuation du combustible nucléaire irradié consommé pendant l'année, et du montant de l'intérêt, cumulé annuellement, sur les montants accumulés perçus. (Document ÉNB 1, page 5-9)

La Commission est d'accord avec le régime comptable adopté par Énergie NB de pourvoir à ce passif pour la durée d'existence de la tranche nucléaire. Une révision des calculs détaillés contenus dans la section 7.6 du document ÉNB 1, indique

que les estimations de coûts futurs ont été faites à partir de la consommation anticipée de combustible. Les calculs effectués en 1989 indiquaient que les évaluations précédentes des coûts futurs totaux d'évacuation du combustible irradié avaient été surestimées d'à peu près 70,000,000 \$ et qu'un excédent de 26,245,715 \$ avait été perçu des clients jusqu'au 31 mars 1989. Énergie NB retourne cet excédent aux clients sur une base prospective durant le reste de l'existence prévue pour la tranche nucléaire, au moyen d'un crédit nivelé mensuel de 247,243 \$ ou à peu près 2,967,000 \$ par an. La Commission est d'accord qu'il s'agit là d'une façon raisonnable de traiter de l'excédent, consistante avec le traitement de l'augmentation dans les charges de déclassement futur prévues.

c) Compte d'enlèvement des canaux de combustible

Tel qu'indiqué dans la note 1(h) (page 35 "supra") Énergie NB subvient aux coûts futurs prévus de remplacement des canaux de combustible. Cette convention a été introduite dans les états financiers annuels pour l'année se terminant le 31 mars 1989.

"Etant donné les découvertes possibles en matière de technologie de l'enlèvement des canaux de combustible et à cause des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, Énergie NB révisera ces calculs périodiquement (normalement tous les trois ans) effectuant des redressements selon les besoins sur une base prospective.

La révision initiale des estimations a été effectuée en 1988

quand la convention sur les charges d'enlèvement des canaux de combustible a été mise en place pour la première fois. L'expérience d'Hydro Ontario et les tests spécifiques faits à Point Lepreau ont indiqué que les canaux de combustible nécessiteront certainement un remplacement au bout d'environ quinze ans d'existence. L'enlèvement des vieux canaux de combustible pour installer les nouveaux est une opération longue et complexe. Le coût de capital pour de nouveaux canaux de combustible est couvert par la convention d'amortissement d'Énergie NB et le coût de remplacement de l'énergie pendant la coupure d'entretien est couvert par le compte de normalisation de la production. Le coût de l'enlèvement de vieux canaux de combustible est une dépense d'entretien et serait normalement portée aux revenus quand elle se produit. Cependant, étant donné l'ampleur des coûts projetés pour cette opération, Énergie NB a instauré la convention comptable d'enlèvement des canaux de combustible pour étaler les coûts à long terme tout en s'assurant que les coûts soient correctement facturés aux clients qui ont reçu l'énergie de la centrale nucléaire durant l'existence des canaux de combustible d'origine. Hydro Ontario se sert du même procédé et a assisté Énergie NB dans l'évaluation des coûts de l'enlèvement des canaux de combustible." (Document ÉNB 1, pages 5-10 et 5-11)

M. Hawkins a offert la clarification suivante:

"Q Ai-je raison de conclure que le coût estimé pour l'enlèvement des canaux de combustible est prélevé des années durant lesquelles ces canaux de combustible proprement dits sont en usage, plutôt que de la durée d'existence de toute la centrale?

R C'est exact.

Q Et les canaux de remplacement, d'où leur coût sera-t-il prélevé? Des générations futures?

R Le coût de remplacement des tubes; c'est-à-dire le coût des tubes et de la main-d'oeuvre et autres dépenses nécessaires à l'installation, seront capitalisés et amortis sur le reste de la durée d'existence de la centrale. Le coût d'enlèvement de ces tubes est alors inclus dans le déclassement à la fin de l'existence de la centrale." (Pages 442 et 443 de la transcription)

Cette convention a été établie en 1989 bien que la nécessité de remplacer les canaux de combustible pendant l'existence de la centrale fût connue au moment où elle avait été mise en service. Cependant, Énergie NB n'avait pas anticipé l'ampleur des coûts de l'enlèvement des canaux de combustible.

"Q M. Little, en 1983, la Commission savait que les canaux de combustible avaient une durée plus courte que la centrale-même à Point Lepreau. Est-ce que la Commission savait à l'époque, ou croyait-elle à l'époque, qu'une longue fermeture était nécessaire?"

Mr. Little

R Nous avons vraiment très peu de connaissances à cette époque-là, donc je dirais non." (Pages 732 et 733 de la transcription)

Énergie NB perçoit maintenant ces coûts des clients sur une base prospective, bien qu'une portion des coûts soit clairement imputable à la période allant de 1983 à 1988.

Au moment où la convention avait été mise en place, une révélation avait été ajoutée en post-scriptum à la note 11 des états financiers consolidés de 1989 d'Énergie NB:

"La Commission a commencé, durant l'exercice financier se terminant le 31 mars 1989, à subvenir aux coûts futurs prévus pour l'enlèvement des canaux de combustible à la centrale nucléaire pour fin de remplacement. Tandis que le coût d'installation des nouveaux canaux de combustible deviendra un actif amorti et sera perçu des clients futurs par le procédé d'établissement des tarifs, le coût d'enlèvement des canaux en existence est plus justement percevable par les

clients qui bénéficient de l'énergie produite pendant leur vie.

La Commission a déterminé qu'un redressement des gains investis dans l'entreprise pour l'enlèvement des canaux de combustible est approprié, s'il se limite à des paiements supplémentaires de rendement reçus des participants exportateurs de la centrale nucléaire, et qu'on a inclus dans le revenu les années précédentes. Ces bonis n'étaient pas inclus dans le processus d'établissement des tarifs les années précédentes. Les redressements aux gains investis dans l'entreprise, d'un montant de 13,300,000 \$, représentent donc le montant total des paiements supplémentaires de rendement reçus durant les années allant jusqu'au 31 mars 1988. Ce montant a été appliqué de façon à réduire le montant total à percevoir des clients pour couvrir le coût des opérations d'enlèvement des canaux de combustible. Le montant restant sera perçu en annuités égales jusqu'à l'enlèvement des canaux. Les charges d'intérêt prendront effet à partir du 1^{er} avril 1989." (Document ÉNB 1, Rapport annuel, note 11)

Durant l'interrogatoire contradictoire, il fut établi qu'il n'y avait aucun lien entre la nécessité de pourvoir aux coûts futurs d'enlèvement des canaux de combustible et le gain de bonis de rendement:

"Q Maintenant, M. Little, est-ce qu'Énergie NB considère qu'il y a un rapport quelconque entre le compte d'enlèvement des canaux de combustible et les bonis de rendement reçus des participants de la centrale nucléaire?

M. Little

R Il n'y a pas de lien au niveau comptable. Cependant le lien qui existe est davantage un lien de théories rationnelles expliquant pourquoi les charges bonis de rendement n'étaient pas budgétées et incluses dans les tarifs durant les deux ou trois années précédant la mise en application de la charge des canaux de combustible, c'est ce qui explique l'incertitude de cette question. Ce n'est pas la seule raison mais c'était certainement un facteur et dans ce sens, la direction et la Commission

relient les deux. Et c'était pour cette raison que, quand la charge des canaux de combustible a été mise en place, le montant cumulé des charges de rendement qui n'avait pas jusqu'alors été inclus dans les tarifs, ce qui, je le crois à présent, aurait été sur trois ans, ce montant a été appliqué contre ces coûts. Autrement, il n'y a pas de lien comptable direct, non.

Q Donc aucun lien de cause à effet?

R Non, aucun." (pages 651-et 652 de la transcription)

Il apparaît à la Commission qu'Énergie NB a choisi d'introduire la convention comptable en partie sur une base rétroactive, jusqu'à une somme de 13,300,000 \$, les coûts restants devant être récupérés des clients à l'avenir. Un interrogatoire sur ce sujet s'est déroulé comme suit:

"Q Est-ce qu'Énergie NB estime que la provision établie pour le coût d'enlèvement des canaux de combustible s'élevant à 18.6 millions de dollars représente le montant qui aurait sinon été accordé jusqu'au 31 mars 1989, si ces charges avaient été inscrites depuis 1983?

R Les 18.6 millions ne représentent pas le montant qui aurait été perçu jusqu'au 31 mars 1989 si la charge avait été instituée en 1983. Le solde accumulé, y compris les intérêts, se serait monté à 29.3 millions de dollars." (Interrogatoire 2 ÉNB(CESP)11)

C'est l'avis de cette Commission qu'Énergie NB aurait dû établir un redressement d'un montant total de 29,300,000 \$ de façon que les sommes perçues subséquentement des clients ne représentent que la part des coûts applicables aux périodes postérieures à 1988. Par conséquent, dans des buts de réglementation, la Commission

ordonne à Énergie NB de transférer 16,000,000 \$ des gains investis dans l'entreprise au compte d'enlèvement des canaux de combustible et de refaire le calcul des charges futures aux clients.

4) Autres conventions comptables

Énergie NB a fourni des preuves reliées à un grand nombre de conventions comptables autres que celles dont on a traité séparément dans cette décision. Cette preuve était contenue dans deux rapports, le premier daté d'août 1987, et l'autre mis à jour au mois de mai 1990. De plus Énergie NB a fourni une copie d'une opinion sur chacun de ces rapports, signée par les vérificateurs d'Énergie NB.

Les preuves des conventions et procédures comptables incluait des renseignements sur les principes généraux de comptabilité, et une discussion des sujets particuliers suivants, en plus de ceux dont on a traité séparément dans cette décision:

Immobilisations

Capitalisation des actifs

Capitalisation de l'intérêt pendant la construction

Capitalisation des frais

Contribution sous forme d'Assistance à la Construction
et octrois du gouvernement

Utilisation de l'actif et retraites

Bails

Actifs à court terme

Stocks autres que le combustible nucléaire

Stock de combustible nucléaire

Autres actifs et passifs

Charges reportées
Fonds d'amortissement
Refinancement de la dette à long terme
Change étranger - Dette à long terme
Change étranger - Actifs du fonds d'amortissement
Change étranger - Transactions à court terme
Obligations de pension.

Revenu

La Mise à jour des Procédés et Conventions comptables traitait de la comptabilité et des progrès depuis 1987 et, mis à part la comptabilité concernant l'enlèvement et le remplacement des canaux de combustible, dont on traite à la page 41-46 "supra", s'occupait surtout des changements dans les conventions comptables concernant les obligations de pension, ce qui correspond au procédé de comptabilité accepté qui a été mis en place par l'Institut Canadien des Comptables agréés.

La Commission a révisé cette preuve et, de concert avec le GGC, s'est mise en quête de renseignements supplémentaires dans un certain nombre de domaines par le processus interrogatoire. En se fondant sur sa révision de la preuve et les réponses aux interrogatoires, la Commission pense que les conventions comptables énumérées ci-dessus sont appropriées, et approuve qu'Énergie NB devrait continuer à les appliquer avec consistance à l'avenir.

5) Réserve de normalisation de la production

Dans le rapport annuel d'Énergie NB pour l'année se terminant le 31 mars 1989, le côté des passifs sur le bilan financier consolidé incluait, dans un groupe de comptes non-identifiés, la légende "Réserve de normalisation de la production" pour un montant de 280,849,974 \$. La note 9 apposée aux états financiers consolidés est la suivante:

"9. Réserve de normalisation de la production	<u>1989</u>	<u>1988</u>
Solde au début de l'année	278,579,974 \$	262,535,974 \$
Redressement de la normalisation de la production	2,270,000	(7,956,000)
Affectation des fonds de normalisation de la production	<u>-</u>	<u>24,000,000</u>
Solde à la fin de l'année	<u>280,849,974 \$</u>	<u>278,579,974 \$</u>

En plus du redressement annuel des coûts de production décrit dans la Note 1.g, la Commission accroît la réserve de normalisation de la production, par affectation de fonds provenant de gains investis dans l'entreprise. Les affectations totales à la réserve se montaient à 176,000,000 \$ au 31 mars 1989 (1988- 176,000,000 \$).

Les affectations de fonds se font pour aider à s'assurer que la réserve est suffisante pour couvrir le coût de l'énergie de remplacement au cas où les conditions hydrauliques et le rendement nucléaire seraient défavorables pour une période de temps prolongée." (Document ÉNB 1)

Note 1(g) contient les lignes suivantes:

"Redressement de la normalisation de la production

Afin de normaliser les fluctuations de coûts de production causées par des variations de conditions hydrauliques moyennes et de rendement nucléaire, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve de normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur des données relatives aux conditions hydrauliques réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la tranche nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des tranches comparables et de l'expérience du dossier d'exploitation de la tranche nucléaire proprement dite." (Document ÉNB 1)

Cependant, dans le Rapport annuel de 1990, le montant révélé antérieurement comme étant une réserve de normalisation de la production a été divisé en deux composantes que voici:

	<u>1990</u>	<u>1989</u>
Passifs reportés:		
Compte de normalisation de la production	108,031,974 \$	104,849,974
Réserve de normalisation de la production	<u>176,000,000</u>	<u>176,000,000</u>
	<u>284,031,974 \$</u>	<u>280,849,974</u>

M. Bookcock a donné le témoignage suivant:

"Q ...Le compte de normalisation de la production, on pourrait le décrire tel qu'il est à présent, comme un

passif, n'est-ce pas?

R C'est un passif, monsieur.

Q Et bien, comment se fait-il qu'il est un passif en 1990 mais que depuis les sept dernières années il n'est pas un passif?

R Je ne crois pas que ce soit le cas. Je pense que si vous examiniez les comptes du Nouveau-Brunswick des années précédentes et les notes apposées aux états financiers, il serait clairement indiqué que la normalisation de la production, telle que décrite à ce point-là, était composée de deux parties....En lisant les déclarations de façon bien informée, on devrait tirer les conclusions que ce que nous décrivons comme compte de normalisation de la production est un passif et non une équité." (Page 524 de la transcription)

et de plus:

"Q Est-il normal de désigner un passif sous le nom de réserve?

R Je serais certainement d'avis que la présentation utilisée dans les états financiers récents est bien supérieure.

Q Je ne crois pas que cela réponde à ma question. Je vous suggère que si vous avez quelque chose que vous considerez comme un passif, vous l'appellez passif. Vous ne l'appellez pas une réserve.

R J'entends votre question, monsieur. Je vous dis simplement que 104 million n'est pas une équité, peu importe si c'est inclus dans un poste qui a 280 million et est décrit comme une réserve sur ce bilan financier." (Page 526 de la transcription)

La Commission est d'accord que, si l'on lit attentivement les états financiers consolidés de 1989, on peut conclure que le solde classifié comme la réserve de normalisation de la production

est bien composé de deux éléments, dont l'un aurait dû être classifié de façon plus appropriée comme un passif reporté. Cependant, la Commission est inquiète du fait que la présentation précédente a persisté pendant un nombre d'années, et ceci à l'encontre de la recommandation des vérificateurs, comme le révèle le ré-interrogatoire:

"Q Maintenant, l'un des thèmes de l'interrogatoire contradictoire de M. McKelvey concernant la déclaration refaite sur le bilan financier de façon à désigner le compte de normalisation de la production comme un passif reporté au lieu de la montrer comme une portion de la réserve dans la section des équités du bilan financier. Pourriez-vous, M. Little ou M. Cook ou les deux, nous donner un petit historique de la raison pour laquelle cette décision a été prise de refaire la présentation de ces deux montants sur le bilan financier?

M. Little

R Je pense que j'aimerais commencer la réponse, et M. Cook voudra peut-être compléter. Je peux peut-être reculer dans le temps et avancer. Le fait que le compte de normalisation de la production ne soit pas une équité est un fait reconnu depuis longtemps, et noté dans les états financiers. Les deux portions ont été séparées.

J'ai appris hier soir pour la première fois, qu'en 1979 Touche Ross avait recommandé une présentation révisée, séparant les deux segments, prenant la portion du compte de normalisation de la production et la mettant dans les passifs. Je ne sais pas toutes les raisons pour lesquelles cela n'a pas été fait à cette époque-là...."
(Pages 733 et 734 de la transcription)

Plus loin, M. Cook a fait le commentaire suivant:

"R La seule chose qu'il me faudrait ajouter à cela est que, en 1979 quand nous avons fait la recommandation

d'origine de changer cette classification, la Commission hésitait à le faire à ce moment-là parce que, d'après ce que j'ai compris, ils m'ont dit que nous étions impliqués sérieusement, à ce moment-là, dans le financement américain, et on craignait que tout changement à ce moment-là causerait de l'incertitude et de la dissatisfaction de la part des Commissions de Sécurité et de Change aux Etats-Unis.

A l'époque, cependant, la direction de la Commission, en réponse à notre inquiétude, a bien été d'accord pour inclure la note apposée aux états financiers, et qui est encore là aujourd'hui, séparant du compte le montant de la portion de réserve." (Page 736 de la transcription)

La Commission est d'accord que le montant de 176,000,000 \$, du fait qu'il doit son origine aux affectations de fonds provenant de gains investis dans l'entreprise, est correctement classifié comme réserve.

La Commission, par le processus interrogatoire, a posé la questions suivante:

- "Q Veuillez fournir le principe de raisonnement selon lequel on affecte des fonds provenant de gains investis dans l'entreprise et on les crédite à la réserve de normalisation de la production. Veuillez décrire en détail comment l'affectation de 176,000,000 \$ s'est produite. Énergie NB propose de désigner la portion d'exploitation du compte de normalisation de la production comme passif reporté. Serait-il approprié de désigner la réserve de normalisation de la production elle-même comme passif reporté? Sinon, pourquoi pas? Quelle est la raison d'être finale des fonds qui ont été affectés à partir de gains investis dans l'entreprise?
- R La Réserve de normalisation de la production a été établie par affectation de fonds pour rendre bien clair le fait que la Commission a le sentiment qu'il pourrait se présenter une demande faite sur l'équité de

l'entreprise si de mauvaises conditions hydrauliques et un mauvais rendement nucléaire se prolongeaient trop longtemps.

La Réserve n'a pas, à présent, ni n'a jamais eu par le passé, de répercussions sur les tarifs d'énergie:

Le niveau d'affectation de fonds est révisé à intervalles réguliers. La dernière affectation a été faite en 1987/88. On n'a pas fait d'affectations de fonds récemment, parce que le compte de normalisation de la production lui-même, joint à la réserve actuelle, devrait être à peu près adéquat pour couvrir les retraits qui pourraient se produire s'il n'y a pas de coupures prolongées de la tranche nucléaire avant que ne se produise le remplacement des canaux de combustible prévu avant l'échéancier de 1998.

Il ne serait pas approprié de classifier le montant affecté comme passif reporté, parce que les argents font partie de l'équité de l'entreprise (c-à-d. dû aux propriétaires plutôt qu'aux clients ou à toute autre partie)." (Interrogatoire 2 ÉNB(CESP)5)

Durant le processus des audiences, il est apparu clairement que la réserve de normalisation de la production n'était pas nécessaire. M. Little a donné le témoignage suivant:

"Q ...Puisqu'il en est ainsi, pourquoi donc avez-vous besoin de la réserve de normalisation de la production?

R Nous n'en avons pas besoin.

Q Alors pourquoi l'avez-vous?

R Elle a été instituée pour la première fois en 1954, je crois, et elle sert de mécanisme à notre Commission pour mettre une étiquette sur une portion de notre équité pour que l'actionnaire sache...actionnaire, je pense, n'est pas le mot correct, pour que le propriétaire sache que la Commission fait face à des risques qui sont importants comparés à l'ampleur de son équité. Mais la réserve de normalisation de la production n'a aucune répercussion sur les tarifs, n'aura aucune répercussion sur les tarifs

et c'est donc, dans ce sens, davantage un système de communication..." (Page 704 de la transcription)

La Commission conclut de cette preuve que la réserve de normalisation de la production de 176,000,000 \$ représente des gains d'affectations de fonds investis dans l'entreprise et que, quel qu'en soit le titre, elle n'a aucun but particulier de pourvoir aux passifs connus ou éventuels. Par conséquent, la Commission conclut que, pour des besoins règlementaires, le montant devrait être retourné aux gains investis dans l'entreprise.

6) Equité

Pendant l'audience il fut noté que les états financiers consolidés d'Énergie NB au 31 mars 1990 n'incluent pas la légende ayant pour titre "équité". Le Dr. Kalymon a fourni la description suivante de la raison d'être du capital d'équité dans la structure du capital d'une entreprise:

"La raison d'être de l'équité dans une entreprise qu'elle soit propriété publique ou privée, est de fournir le capital à risque qui absorbe les fluctuations dans les résultats financiers. De telles fluctuations de rendement ont leur source dans n'importe quels risques d'affaires auxquels l'entreprise peut se trouver exposée. Ceux-ci pourraient inclure des variations dans la demande par rapport aux niveaux de prévision, des augmentations imprévues dans les coûts d'exploitation, des conditions atmosphériques défavorables ou des changements dans les prix des matières premières essentielles. N'importe lesquels de ces facteurs font qu'on s'expose à des risques d'affaires et peuvent avoir pour résultat l'instabilité du rendement du revenu d'exploitation.

De plus, le capital d'équité absorbe les changements d'ensemble de la valeur des actifs résultant des conditions d'affaires changeantes. Si la valeur totale des passifs est compromise, le capital d'équité doit absorber la perte initiale. Ainsi, d'abord en ce qui concerne le revenu, le capital d'équité fournit l'absorption qui permet aux détenteurs d'obligations de recevoir leur revenu d'intérêt stipulé quelles que soient les fluctuations de rendement d'exploitation. Deuxièmement, en ce qui concerne la valeur de l'actif, le capital d'équité protège les détenteurs de dettes contre les pertes de capital provenant des valeurs déduites de l'actif.

En fournissant de telles fonctions d'absorption, le capital d'équité de l'entreprise produit la stabilité financière pour les opérations courantes de la compagnie." (Document CESP 1, page 4)

Par opposition, le Dr. Kalymon a décrit la fonction d'une réserve comme suit:

"Une réserve créée pour un futur passif particulier et connu devrait être considérée comme une provision pour les dépenses futures. Une telle provision de réserve ne devrait pas être considérée comme réserve et les réserves résultantes ne peuvent être considérées comme équité.

Cependant, une désignation arbitraire d'une portion des revenus pour un approvisionnement général de réserve contre les situations hautement incertaines et inconnues devrait plus justement être considéré comme revenu. De telles réserves seraient alors correctement considérées comme étant un capital d'équité, puisqu, en fait, elles sont disponibles pour l'absorption des risques généraux de l'organisme." (Document CESP 1, pages 4 et 5)

Il n'y eut aucune objection des témoins à la preuve ci-dessus, et la Commission mettra en application les critères du Dr. Kalymon pour déterminer quels comptes on devrait considérer comme englobant l'équité d'Énergie NB.

Dans sa discussion du pourcentage dette-équité d'Énergie NB, le GGC a recommandé qu'on change la méthode pour inclure dans l'équité les fonds reportés de stabilisation des tarifs. (Document GGC 1, page 15). Les fonds reportés de stabilisation des tarifs auxquels se réfère le GGC sont des comptes qu'Énergie NB considère comme des passifs reportés, et par conséquent pas une équité. L'avocat agissant pour le GGC a déclaré que:

"...De quelque façon que vous les catégorisiez, que vous les appeliez argents devant revenir aux clients...ces deux comptes sont en fait des comptes qui pourvoient aux fluctuations futures de rendement financier, ce qui est, comme le dit le Dr. Kalymon, et tout le monde est d'accord, une fonction de l'équité. Mais il se peut qu'il soit ou ne soit pas approprié de les porter sur les registres comme un passif. Je ne discute pas cela pour l'instant. Cela m'est égal. Mais on devrait certainement, pour ce pourcentage, les inclure dans l'équité comme tout le monde le fait." (Page 1153 de la transcription)

La Commission a conclu que ces comptes représentent bien des passifs reportés et que ce ne serait pas approprié de les inclure dans l'équité d'Énergie NB à des fins de réglementation.

Tel que noté auparavant, le bilan financier d'Énergie NB au 31 mars 1990 inclut les regroupements non-identifiés suivants:

Intérêt minoritaire dans la filiale	(98,773) \$
Réserve de normalisation de la production	176,000,000
Gains investis dans l'entreprise	<u>213,659,272</u>
	<u>389,560,499 \$</u>

Ces comptes sont discutés comme suit:

a) Intérêt minoritaire dans une filiale:

Cette légende prend sa source comme résultat de la consolidation d'Énergie NB avec sa filiale, NB Coal Limited. A cause de la trivialité du montant concerné et du fait que l'intérêt minoritaire n'apparaîtrait pas sur les états financiers non consolidés, qui servira à des buts de réglementation, la Commission l'exclut des discussions et des calculs ultérieurs dans cette décision.

b) Réserve de normalisation de l'exploitation:

La Commission se reporte à la discussion qui se trouve dans la section précédente de cette décision, et renouvelle sa conclusion que le montant de 176,000,000 \$ devrait être retourné aux gains investis dans l'entreprise pour fins de réglementation.

c) Gains investis dans l'entreprise:

Cette légende englobe les gains nets retenus et accumulés par Énergie NB depuis sa création, autres que les montants de fonds affectés à la réserve de normalisation de la production. La Commission est d'avis que ce compte est de toute évidence disponible pour absorber les fluctuations dans les résultats financiers et/ou les changements dans la valeur des actifs, et par conséquent devrait être considéré comme faisant partie du capital d'équité d'Énergie NB.

Cependant, dans la section 3(c) ci-dessus, la Commission a ordonné à Énergie NB de réduire de 16,000,000 \$ les gains investis dans l'entreprise en redressant le montant transféré rétro-activement au passif reporté pour l'enlèvement des canaux de combustible. Il en résulte que, aux fins de calculs pour la Commission, les gains investis dans l'entreprise au 31 mars 1990 se présentent sous la forme suivante:

	<u>(000 \$)</u>
Solde d'après la page 19 du document ÉNB 4	213,659 \$
Moins le redressement rétro-actif	<u>16,000</u>
Solde de redressement	<u>197,569 \$</u>

La Commission conclut que le capital d'équité d'Énergie

NB au 31 mars 1990 est le suivant:

	<u>(000 \$)</u>
"Réserve de normalisation de la production	176,000 \$
Gains investis dans l'entreprise	<u>197,659</u>
Equité totale, pour fins de réglementation	<u>373,659 \$</u>

CONVENTIONS FINANCIERES

1) Information de base

Les conventions financières établies par Énergie NB ont un effet considérable sur les décisions reliées au rendement financier, ce qui se répercute finalement sur les tarifs de l'entreprise. Ces conventions sont importantes pour plusieurs raisons:

1. Si l'on ne réussit pas à atteindre un rendement financier satisfaisant, on s'expose à des coûts plus élevés d'électricité et à des tarifs augmentés.
2. Un rendement financier sain facilite un solide approvisionnement continu d'électricité, à un prix raisonnable.
3. Puisque la dette d'Énergie NB est garantie par la Province, son rendement financier peut avoir des retombées sur la cote de solvabilité d'Énergie NB aussi bien que sur elle de la Province.

Énergie NB a l'obligation, selon la section 2 de la Loi sur l'Énergie, de:

"...pourvoir à l'approvisionnement continu en énergie, adéquat pour subvenir aux besoins et au développement à venir de la Province et promouvoir l'économie et l'efficacité de production, de distribution, d'approvisionnement, de vente et d'usage de l'énergie."

En accomplissant ce mandat, Énergie NB avait l'obligation d'obtenir un financement suffisant pour permettre le développement du système entier qui est requis pour répondre à la demande d'énergie électrique de la Province. Puisque la demande en énergie électrique pour la Province est probablement en pleine croissance, l'entreprise doit maintenir une situation financière telle qu'elle puisse se procurer un financement supplémentaire de façon économique et efficace.

Énergie NB est une Société d'État et par conséquent n'a pas d'actionnaires. La seule source d'équité vient des gains investis dans l'entreprise ("bénéfices conservés") produits par l'exploitation. Par conséquent, tous les fonds externes requis pour l'entreprise ont été levés par le biais de dettes, la majorité étant sous forme d'obligations à long terme. Puisque la Province garantit certains des fonds qu'elle emprunte, Énergie NB a noté qu'elle "...doit atteindre certaines normes financières pour éviter de devenir un fardeau pour les contribuables et d'avoir une

mauvaise influence sur la cote de solvabilité de la Province."
(Document ÉNB 1, page 3-3)

Dans les documents pré-déposés auprès de la Commission, Énergie NB a soutenu que sa preuve démontrerait que les cibles financières mises en place "...sont appropriées et adéquates pour assurer que la solvabilité de la Province n'est pas amoindrie." Et également, que "...d'atteindre les cibles financières ci-mentionnées correspond bien aux buts et intentions de la section 20 de la Loi sur l'Énergie." (Document ÉNB 1, page 3-3) La section 20 est la suivante:

"20 Les charges, tarifs et frais perçus par la Commission seront tels qu'ils lui permettront, en plus de payer toutes les charges et dépenses d'exploitation, l'intérêt sur les frais de gestion et les charges d'amortissement

(a) de pourvoir au renouvellement, à l'agrandissement de construction, à la modification et à la réparation des travaux entrepris et gérés par la Commission,

(b) de subvenir à l'intérêt levé sur le capital de travail et pour la gestion de la Commission selon la Loi, et de subvenir aux obligations, charges, salaires et dépenses survenant au cours de cette gestion,

(c) de subvenir à toutes dépenses ou coûts imprévus causés par la destruction ou les dommages survenus dans les travaux de la Commission, ou survenus de toute autre manière et payables par la Commission, et

(d) de maintenir de tels comptes de réserve, d'amortissement et d'excédent tels qu'ils sont maintenus par une société correctement gérée."

Cette Commission, en révisant toutes demandes de

modification aux tarifs d'Énergie NB, doit considérer la section 42 de la Loi, qui énonce:

"42(1) La Commission devra, à l'examen d'une demande faite par la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick ayant trait aux charges, tarifs et droits à faire payer ou qui sont payés à la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick, se fonder pour l'ordre qu'elle donne ou la décision qu'elle prend concernant les charges, tarifs et droits à faire payer ou qui sont payés à la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick, sur tous les revenus anticipés et sur tous les coûts anticipés pour une période tarifaire future et ce faisant pourvoira à la récupération totale de tous les coûts de la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick, tel qu'énoncé dans la section 20 de la Loi sur l'Énergie électrique.

42(2) La Commission, à l'examen des comptes appropriés de réserve, d'amortissement et d'excédent qui doivent être maintenus selon le paragraphe 20(d) de la Loi sur l'Énergie électrique, donnera toute sa considération à la couverture des intérêts et aux pourcentages dette-équité qui sont appropriés pour une Société d'État qui a pour objectif de fournir un approvisionnement continu en énergie qui réponde adéquatement aux besoins et au développement futur de la Province et de promouvoir l'économie et l'efficacité de production, de la distribution, de l'approvisionnement, de la vente et de l'utilisation de l'énergie."

2) La Garantie provinciale

La Province fait payer à Énergie NB un droit pour la garantie qu'elle fournit sur certaines dettes d'Énergie NB. Pendant l'audience il y eut une discussion sur la façon dont ce droit est établi. Les témoins d'Énergie NB ont avisé la Commission qu'elle ne contribue en rien à déterminer le montant du droit et qu'Énergie NB n'a connaissance du montant que quand celui-ci

apparaît au budget provincial.

A l'époque de sa mise en place pour l'année fiscale 1988/89 il était calculé à 0.00479% du montant de la dette garantie à la date du bilan financier. Ce taux a été augmenté à 0.006489% pour l'exercice 1990/91. M. Carmichael a fait le commentaire suivant à propos du bien-fondé du montant de ce droit:

"Je pense qu'aux environs d'un demi pour cent jusqu'à un maximum, peut-être, de trois quarts d'un pour cent serait une compensation adéquate." (Page 328 de la transcription)

Une garantie semblable est perçue par les autres provinces auprès de leurs entreprises électriques qui appartiennent à l'État.

3) Cibles financières

Les exigences financières de la Province jointes à celles d'Énergie NB sont telles que toutes deux doivent avoir accès aux marchés de capitaux du monde entier. Puisque les bailleurs de fonds dans les marchés mondiaux dépendent étroitement des agences d'évaluation d'obligations telles que Moody's et Standard and Poor's de New-York, Énergie NB a jugé que les évaluations de ces agences sont d'une importance critique.

Pour obtenir une évaluation satisfaisante de ces agences, Énergie NB doit prouver qu'elle a une solidité et une stabilité financières adéquates qui minimisent les risques pour les bailleurs de fonds. Les agences d'évaluation des obligations, ainsi que le monde de la finance en général, se servent d'un grand nombre de tests de toutes sortes pour évaluer le rendement financier d'entreprises telles qu'Énergie NB, et pour déterminer le taux approprié qui s'appliquera aussi bien à la Province qu'à l'entreprise.

Dans sa preuve pré-déposée, Énergie NB a déclaré que:

"On recommande que la Commission sanctionne les cibles financières d'Énergie NB de 1.25 x de couverture des intérêts et 80:20 de pourcentage dette:équité ainsi que les formules décrites dans cette preuve pour leur estimation. On recommande de plus que la Commission s'accorde avec le procédé de longue date d'Énergie NB de réduire les niveaux de rendement ciblés sur une base à court terme et de temps en temps, selon que les conditions s'y prêtent." (Document ÉNB 1, page 4-6)

Le pourcentage dette-équité sert d'unité de mesure dans la proportion de dette et d'équité présente dans la structure du capital de la compagnie, et il fournit un moyen de mesurer la solidité et la stabilité financières d'une entreprise.

Le taux de couverture des intérêts est une indication de la capacité d'Énergie NB à pourvoir aux dépenses d'intérêt

provenant des bénéfices en cours.

L'équité augmentera si la couverture des intérêts est supérieure à 1.00 x pour une année donnée et inversement, l'équité diminuera si la couverture des intérêts tombe au-dessous de 1.00 x. Le pourcentage dette-équité peut changer au fur et à mesure que les niveaux de dette et d'équité fluctuent d'année en année. Le revenu net résultant d'une couverture supérieure à 1.00 x est un profit sur l'équité.

Le montant d'intérêt payé chaque année variera selon les taux d'intérêt et de change applicables à chacun des facteurs de dette, et selon le montant de dette employé dans l'entreprise.

Énergie NB a soumis les commentaires suivants pour défendre les cibles qu'elle propose:

"...Les cibles financières sont, par tradition, établies en rapport avec les exigences des bailleurs de fonds telles que les reflètent les agences d'évaluation de la solvabilité."
(Document ÉNB 1, page 4-2)

"Les cibles financières d'Énergie NB sont comparables à celles qu'utilisent d'autres entreprises électriques canadiennes qui sont propriété provinciale...". (Document ÉNB 1, page 4-3)

Énergie NB a affirmé que, puisqu'elle-même et la Province seront en compétition avec d'autres provinces et d'autres entreprises électriques appartenant à l'État pour emprunter des

fonds, il est raisonnable que les cibles établies soient comparées aux cibles établies par les autres concurrents qui rivalisent pour les mêmes fonds.

Les témoins pour Énergie NB se sont référés aux cibles financières en parlant de plafonds et ont déclaré que dans la mise en place et l'application de telles cibles, les objectifs de réglage des tarifs et les pressions existantes en matière d'économie et de concurrence ont périodiquement eu pour résultat des rendements inférieurs au niveau des cibles. Ils ont déclaré: "Quand cela se produit, l'entreprise s'applique à revenir à ces niveaux sur une période de temps correspondant à un modèle d'augmentation stable des tarifs." (Document ÉNB 1, page 4-3)

Les indicateurs financiers pour Énergie NB pendant les années 1979 à 1990 et l'évaluation des dettes pour Énergie NB pendant la même période sont présentés sous la forme du Tableau 1.

TABLEAU 1
Rendement financier d'Énergie NB 1979-1990

Année	Couverture des intérêts	Dettes/Capital total	Evaluations de dette S/P	Moody
1979	1.15	94.5	A+	A
1980	1.28	93.6	A+	A
1981	1.14	93.0	A+	A
1982	1.14	92.8	A+	A
1983	1.10	91.9	A+	A
1984	1.01	91.8	A+	A
1985	1.07	91.2	A+	A
1986	1.09	89.7	A+	A1
1987	1.11	88.5	A+	A1
1988	1.14	86.9	A+	A1
1989	1.20	84.8	A+	A1
1990	1.10	82.8	A+	A1

Le Tableau 1 indique clairement que le rendement financier réel pendant cette période était presque toujours inférieur aux cibles déclarées. Énergie NB a affirmé que, pour maintenir la cote de solvabilité, les cibles financières ne devraient pas être modifiées à court terme, mais que les agences d'évaluation de la solvabilité et les bailleurs de fonds doivent être informés que l'intention est d'atteindre ces cibles dans un avenir proche.

4) Pourcentage Dette-Equité

Pendant l'audience, on est généralement tombé d'accord que, bien que le pourcentage dette-équité soit un indicateur financier accepté, il n'est pas aussi important que le taux de couverture des intérêts.

C'était l'opinion d'Énergie NB qu'une cible dette-équité de 80:20 est appropriée et devrait être sanctionnée par la Commission.

M. Carmichael a témoigné qu'il avait révisé le pourcentage de la dette d'Énergie NB par rapport au capital total et il n'a identifié aucun désaccord avec Énergie NB au sujet des composantes qu'on devrait inclure aussi bien dans la dette que dans l'équité. Il a proposé la conclusion suivante concernant une cible appropriée de pourcentage dette-équité pour Énergie NB:

"Je pense qu'une cible appropriée pour le pourcentage dette-capital total d'Énergie NB est de 80% si l'on se fonde sur un nombre de facteurs. Ceux-ci incluent le niveau de risques d'affaires pour Énergie NB, les cibles et rendements financiers adoptés par les autres entreprises électriques appartenant à l'État et les exigences des agences d'évaluation de la solvabilité et des bailleurs de fonds. Cette cible devrait être considérée à long terme de par sa nature et je prévois que le niveau de dette va augmenter à moyen terme au fur et à mesure qu'on va construire de nouvelles installations. Une fois la construction terminée, je prévois que les tarifs seront établis en se référant à la cible de 80%." (Document ÉNB 1, page 4-23)

Le GGC a déclaré:

"Nous ne mettons pas en doute que les cibles elles-mêmes soient comparables à celles des autres entreprises canadiennes de service public." (Document GGC 1, page 3)

Ils ont aussi été d'accord que le pourcentage cible

dette-équité d'Énergie NB de 80:20 correspond à celui des autres entreprises appartenant à l'État.

Le Dr. Kalymon a déclaré que la cible pour la structure du capital d'une entreprise appartenant au public devrait être telle qu'elle permette à l'entreprise d'être financièrement indépendante et de n'imposer aucun coût au public propriétaire. Il a noté aussi que la garantie provinciale est "...une forme alternative d'équité qui n'est pas explicitement reconnue sur le bilan financier." (Document CESP 1, pages 3 et 5)

Le Dr. Kalymon a soutenu que si le mandat de la Commission était d'établir le coût total du capital à Énergie NB, alors le procédé approprié consisterait à envisager une structure de capital qui reflète le niveau véritable d'équité sous-jacent à l'exploitation de l'entreprise. Il estimait qu'une structure envisagée d'un pourcentage de 60:40 dette-équité pour Énergie NB serait comparable aux entreprises électriques indépendantes. En se fondant sur les structures de capital d'entreprises électriques à risque comparable, il a tiré la conclusion suivante:

"La présente composante d'équité d'Énergie NB, qui est à présent 18.39%, ne correspond pas au niveau d'équité requis pour permettre à l'entreprise d'être financièrement viable sur un base indépendante.

En raison de la garantie provinciale de dette, Énergie NB a pu fonctionner avec plus de 80% de dette dans la structure du capital. Un objectif qui permettrait à Énergie NB d'atteindre

l'indépendance financière à l'avenir exigerait que la composante d'équité de la capitalisation soit ciblée de façon à atteindre un niveau d'au moins 20%. C'est là un niveau comparable aux entreprises électriques appartenant au public les mieux capitalisées.

Cette cible pour le niveau d'équité correspond aux cibles financières à long terme décrites par Énergie NB dans sa demande." (Document CESP 1, page 12)

5) Dette

Énergie NB a proposé qu'on définisse la dette comme suit:

Dette = Dette totale - fonds d'amortissement + Emprunts faits aux comptes nucléaire et de passif de retraite.

Le Tableau 2 montre le calcul de la dette et de l'équité quand on se sert de la méthode d'Énergie NB.

TABLE 2

DETTE	(en millions de \$)
Dette à long terme	1,860.4
Dette à court terme	30.0
Passif de retraite	10.2
Passifs nucléaires	<u>113.7</u>
	<u>2,014.3</u>

En ce qui concerne la dette le GGC, dans sa preuve pré-déposée GGC 1, à la page 15, a recommandé que les passifs

nucléaires soient exclus des calculs, et le Dr. Kalymon, dans l'Annexe 1 de sa preuve pré-déposée a clairement exclu les passifs nucléaires et le passif de retraite de ses calculs de la structure capitale d'Énergie NB.

6) Conclusions de la Commission sur le pourcentage dette-équité et sur la dette

La Commission accepte que le pourcentage dette-équité est le moins important des deux critères qu'on doit considérer d'après la section 42(2) de la Loi. La Commission prend note de la déclaration d'Énergie NB que cette cible sert de modèle à la mise en place des tarifs pour les services internes à la province et que l'existence de la cible fournit une certaine assurance que la cote de solvabilité de la Province ne sera pas affectée de façon défavorable par le rendement d'Énergie NB. On peut s'en rendre compte en regardant le Tableau 1 (page 70 "supra") qui montre qu'Énergie NB n'a pas atteint sa cible de 80:20 entre 1979 et 1990, période durant laquelle la cote de solvabilité a été maintenue à un niveau qui a permis à Énergie NB de lever les fonds nécessaires.

Bien que la Commission ait quelque inquiétude au sujet du poids à accorder à une cible dette-équité, elle accepte qu'une telle cible est appropriée pour Énergie NB. Elle note que tous les témoins dans cette procédure ont été d'accord qu'une cible dette-équité de 80:20 est appropriée. Cette cible correspond à

celles qui ont été établies par les autres entreprises électriques appartenant à l'État, et contre qui Énergie NB et la Province doivent entrer en compétition pour emprunter des fonds. Par conséquent, la Commission accepte qu'un pourcentage de 80:20 dette-équité est une cible raisonnable pour Énergie NB.

En ce qui concerne l'inclusion des passifs nucléaires dans le calcul de la composante de dette, c'est l'opinion de la Commission que ces montants, qui sont perçus des clients, représentent clairement les contributions accumulées en vue du coût estimé d'événements futurs qu'on peut prédire avec un certain degré de certitude. Pour le moment, Énergie NB est capable de se prévaloir de ces fonds afin de s'en servir pour son exploitation à court terme et en effet, elle a donné l'argument que si un fonds de fiducie avait été établi pour financer ces événements futurs, un financement supplémentaire à long terme aurait été nécessaire pour remplacer les fonds. Cependant, la Commission note qu'il n'existe aucun fonds semblable, et Énergie NB, correctement d'après la Commission, se sert de ces fonds comme faisant partie du financement de son exploitation à court terme. En ce qui concerne le passif de retraite, la question s'est posée à la suite d'une révision actuarielle. C'est l'opinion de la Commission que, même si cette situation représente un passif d'Énergie NB envers la Province, cela ne représente pas des fonds avancés à Énergie NB. Par conséquent, la Commission ordonne que les passifs nucléaires

et le passif de retraite soient exclus de la composante de dette du calcul du pourcentage dette-équité.

En conséquence, aux fins de réglementation, la dette au 31 mars 1990 est calculée comme suit:

	(000 \$)
Dette à long terme	1,860,392 \$
Dette à court terme	<u>30,042</u>
Dette totale pour fins de réglementation	<u>1,890,434 \$</u>

La Commission note que, sur cette base, le pourcentage dette-équité pour Énergie NB le 31 mars 1990 était de 83.5:16.5.

7) Formule de couverture des intérêts

La formule de couverture des intérêts proposée par Énergie NB est la suivante:

$$\frac{\text{revenu net} + \text{dépense d'intérêt et de change}}{\text{dépense d'intérêt et de change}}$$

où:

- le revenu net inclut les effets de la stabilisation des ventes à l'exportation et les redressements de la normalisation de la production,
- les dépenses d'intérêt et de change incluent tous les coûts d'intérêt, y compris l'intérêt sur les

argents empruntés des comptes de retraite et de passif nucléaire, mais sont nettes de gains sur les fonds d'amortissement, le revenu d'investissement et l'intérêt capitalisé,

- les articles non réglés en espèces et le droit de garantie sont exclus.

Énergie NB continue avec la révélation suivante:

"La conservation des bénéfices provenant des gains du fonds d'amortissement contre la dépense d'intérêt et de change est un nouveau procédé, qui sera adopté par la Commission pour la première fois dans la préparation des états financiers de 1989/90. Le principe rationnel fondamental de ce changement était que le fonds d'amortissement de la Commission est investi pour la plupart dans des sécurités d'Énergie NB ou de la Province du Nouveau-Brunswick et qu'il se serait pas juste de faire payer aux consommateurs d'énergie une couverture des intérêts sur des argents que l'entreprise se doit à elle-même. Le nouveau procédé rend aussi les couvertures des intérêts d'Énergie NB plus comparables aux entreprises telles que Hydro Ontario et Hydro-Québec qui n'ont pas de fonds d'amortissement pour compenser leurs risques de dette." (Document ÉNB 1, page 4-5)

Énergie NB a affirmé que ce changement avait pour résultat de rendre le calcul de la couverture des intérêts plus comparable aux autres entreprises, telles qu'Hydro Ontario et Québec Hydro.

Mr. Carmichael a recommandé que la formule se lise:

$$\frac{\text{revenu net} + \text{intérêt brut}}{\text{intérêt brut}}$$

L'intérêt brut dont il s'agit représente la dépense

d'intérêt et de change avant de déduire les gains de fonds d'amortissements. Autrement dit, M. Carmichael n'a pas adopté le changement qu'Énergie NB a mis en marche dans ses états financiers de 1989/1990. Les conséquences d'utiliser le procédé de M. Carmichael seraient de réduire la couverture des intérêts de 1.14 x tel que calculé par Énergie NB, à 1.11 x pour l'année 1990.

Le calcul de M. Carmichael a été appelé la méthode "brute" et celui qu'a proposé Énergie NB était la méthode "nette". M. Carmichael a noté que certaines agences de cote se servent de "définitions légèrement différentes pour déterminer la couverture des intérêts", mais il a conclu que "...quand on fait la comparaison avec d'autres entreprises se servant de ces autres définitions, les conclusions qu'on en tire sont les mêmes que celles de la définition ci-dessus." (Document ÉNB 1, page 4-17) En d'autres mots, du moment qu'une seule méthode est utilisée de façon constante, la comparaison entre les entreprises sera pertinente.

Le GGC a recommandé que les montants reportés de stabilisation/normalisation soient inclus dans le revenu net et que l'intérêt sur les passifs nucléaires soit considéré comme une charge d'exploitation plutôt qu'une dépense d'intérêt. Ils ont affirmé qu'en adoptant ces changements la détermination des taux financiers serait plus comparable aux autres entreprises

appartenant à la Province et que l'élaboration des tarifs pour les clients d'Énergie NB serait plus équitable.

8) Taux de couverture des intérêts

Énergie NB a recommandé que la Commission soit d'accord avec ses procédés de longue date qui consistent à réduire les niveaux de rendement ciblés sur une base à court terme, de temps en temps, selon que les conditions le permettent.

M. Carmichael a indiqué que des variations de courte durée dans les cibles n'auraient aucun effet sur la cote de solvabilité, pourvu qu'Énergie NB puisse démontrer qu'elle a un plan en place par lequel elle puisse retourner à la cible de couverture des intérêts dans les 3 ou 4 ans. (Page 75 de la transcription) Il a suggéré que les agences d'évaluation de la cote comprendraient que les circonstances pourraient faire que la couverture soit réduite au-dessous de la cible, mais demanderait à voir un plan qui permettrait à Énergie NB de retourner au moins à l'extrémité la plus basse d'une cible dans un délai de quelques années. (Page 76 de la transcription)

Il a également émis l'opinion que les bailleurs de fonds s'attendraient à ce que la couverture des intérêts s'élève pendant les périodes de dépenses de capital, quand la dette s'accroît. Il

a considéré que pendant une telle période, la composante d'équité de la structure capitale serait plus petite, ce qui donnerait l'impression aux bailleurs de fonds de courir un plus grand risque. (Page 96 de la transcription)

M. Carmichael a noté que la dette d'Énergie NB représente actuellement à peu près 40% de la dette provinciale totale, et il prédit que ce chiffre risque d'augmenter à moyen terme. Il a affirmé que, à moins que les rendements financiers actuels et prévus fournissent l'assurance qu'Énergie NB continuera d'être auto-dépendante, les cote de solvabilité de la Province aussi bien que celle d'Énergie NB pourraient être déclassées. Il a fait remarquer que l'application de la garantie provinciale à toutes les dettes d'Énergie NB a pour résultat la même cote de solvabilité pour la Province et Énergie NB.

Il a révisé le risque d'affaires d'Énergie NB contre le risque et le rendement d'autres entreprises électriques appartenant à l'État, ainsi que les exigences des bailleurs de fonds et des agences d'évaluation de la cote et il a conclu que la couverture des intérêts devrait tomber entre 1.15 x et 1.25 x de charges d'intérêt brutes. Etant donné l'annonce par Énergie NB de son programme d'expansion du capital, il a recommandé qu'il y ait une flexibilité à court terme pour tomber au dessous de 1.15 x afin de permettre le nivellement des tarifs selon que les circonstances

économiques et autres le permettent. (Document ÉNB 1, page 4-20)

Le GGC a été d'accord avec la cible de couverture de 1.25 x et a recommandé que, puisqu' Énergie NB va bientôt entrer dans une phase de construction, la cible devrait être modifiée pour reconnaître les effets des intérêts durant la construction.

Le GGC a suggéré que:

"...on se serve des cibles suivantes en les combinant l'une avec l'autre:

- Couverture des intérêts d'exploitation après déduction de l'intérêt capitalisé de 1.25 fois. Ceci permet un ajustement des tarifs fondé sur l'intérêt encouru seulement pour une centrale terminée et utilisée ou utilisable.
- Couverture des intérêts totale incluant l'intérêt capitalisé de 1.00 fois. Ceci prendra soin des périodes où l'on fait des construction majeures.
- Les deux cibles placées du point de vue d'un profit annuel maximum sur l'équité ne dépassant pas une prime de risque appropriée, au-dessus d'un repère spécifié tel que l'emprunt gouvernemental fédéral à long terme." (GGC 1, page 17)

Il apparaît, d'après la preuve, que le GGC avait pour intention que le premier test servirait à déterminer la couverture des intérêts d'exploitation et, si celle-ci était de 1.25 x ou moins, le second test ne serait pas nécessaire. Si la couverture des intérêts d'exploitation était supérieure à 125 x, on appliquerait alors le second test. Comme test final, on

calculerait le revenu sur l'équité pour s'assurer qu'il n'excède pas un niveau acceptable. Le GGC a suggéré qu'une cible-plafond globale pour le revenu sur l'équité devrait être établie, supposément par la Commission.

Le Dr. Kalymon a déclaré qu'étant donné l'écart important des taux de couverture des intérêts observés chez les autres entreprises électriques canadiennes appartenant au public, on ne peut pas tirer de conclusion définitive sur la justesse des couvertures des intérêts accomplies ou ciblées. Il a proposé que la couverture des intérêts de la dette pour Énergie NB soit fondée sur une détermination du coût total de chaque composante de la structure capitale estimée. Le coût de chaque composante de la structure capitale reflèterait ou bien le coût intrinsèque réel de la dette, ou bien le coût sur le marché de l'équité et des garanties sur la dette.

En fait, le Dr. Kalymon préconisait qu'Énergie NB soit assujettie à la réglementation sur les taux de revenu qui s'applique normalement aux entreprises appartenant à des actionnaires. Il a soutenu que sa méthode fournirait aux consommateurs les indicatifs de prix appropriés et éviterait les déformations économiques qui résultent du fait qu'un groupe en subventionne un autre.

Le Dr. Kalymon a fourni un calcul explicatif fondé sur le pourcentage dette-équité d'Énergie NB pour 1990, un coût intrinsèque de la dette de 10.02% et un revenu sur l'équité de 13.32%. En s'aidant de ces suppositions il a déterminé que le taux de couverture des intérêts devraient être de 1.4 x, ou 1.36 x si l'on excluait le droit de garantie actuel perçu par la Province. Il a aussi fourni des calculs montrant les résultats de sa méthode pour plusieurs pourcentages dette-équité différents mais en se servant du même coût intrinsèque et du même revenu sur l'équité. Ceux-ci apparaissent sur le Tableau 3.

TABLEAU 3

Couverture des intérêts, d'après la méthode du Dr. Kalymon

Dette-équité	Couverture des intérêts	Couverture des intérêts (moins le Droit de garantie)
82/18	1.40 x	1.36 x
80/20	1.43 x	1.39 x
90/10	1.27 x	1.22 x

Il a admis que les tarifs résultant de sa méthode seraient normalement plus hauts que ceux résultant des procédés d'ajustement des tarifs employés par Énergie NB.

Le Dr. Kalymon a été d'accord avec M. Carmichael pour dire que la chose importante à considérer pour cette Commission en ce qui concerne la couverture des intérêts est le niveau approprié,

ou le niveau correct, de revenu net pour Énergie NB. Il a insisté que "le taux de couverture des intérêts de la dette découle d'une détermination du revenu net convenable." (Page 355 de la transcription)

Il a soutenu que, puisque la question est de déterminer le coût juste du capital fourni, une augmentation du pourcentage de la dette devrait entraîner un redressement vers le bas des taux de couverture. Cette opinion est opposée à celle qu'a exprimée M. Carmichael. Le Dr. Kalymon a observé que:

"...le sens profond du commentaire de M. Carmichael et qui entre en conflit avec ma recommandation, est que si l'on permet au niveau de la dette de monter, la conséquence de l'attitude de M. Carmichael est qu'à ce point précis, miraculeusement le revenu devrait monter. Et bien, il y a moins d'équité à l'exploitation, le client facturé devrait payer moins de revenu net parce qu'il y a moins d'équité à l'exploitation. A mon avis, ce serait faire trop payer pour l'équité à l'exploitation, si l'on fait monter les taux de couverture des intérêts de la dette tandis que le niveau d'équité descend ou que le niveau de la dette monte. Bien sûr, les bailleurs de fonds aimeraient cela, mais le problème ici, c'est la justesse du coût du capital fourni à l'exploitation.

...Je trouve que c'est un manque de consistance de dire qu'on se concentre sur ce revenu (net) et sur les niveaux convenables et ensuite de suggérer..., que les taux de couverture des intérêts de la dette devraient monter quand le montant d'équité descend, ce ne serait pas en rapport avec une conscience des coûts. Et cela reflète, à la base, une orientation purement destinée aux bailleurs de fonds, strictement en rapport avec les exigences des bailleurs de fonds. (Pages 356-358 de la transcription)

7) Conclusions de la Commission sur la formule et le taux de couverture des intérêts

La Commission est satisfaite que, des deux critères qu'on lui demande de considérer d'après la section 42(2) de la Loi sur les Entreprises de Service public, la couverture des intérêts est le plus important. La couverture des intérêts, calculée de façon consistante sur un période de plusieurs années, fournira une mesure raisonnable de l'aptitude d'Énergie NB à remplir ses engagements financiers présents et futurs. Ce point doit être important pour les bailleurs de fonds aussi bien que pour les agences d'évaluation de la solvabilité.

Formule de couverture des intérêts

Pendant l'audience, il y a eu des désaccords en ce qui concerne l'intérêt et les composantes de revenu net de la formule de couverture des intérêts. Pour ce qui est de la composante "intérêt" de la provision pour les coûts futurs estimés se rapportant aux passifs nucléaires, la Commission est d'accord avec Énergie NB que la valeur de l'argent en terme de temps doit être reconnue quand on pourvoit à ces coûts. Cependant, la Commission est aussi en accord avec les témoins du GGC qu'Énergie NB met inutilement ses clients en position désavantageuse en incluant la composante "intérêt" dans sa dépense d'intérêt et de change, ce qui exige jusqu'à 25% de plus en couverture des intérêts.

C'est l'avis de la Commission que, puisqu'un tel "intérêt" résulte d'un poste comptable qui a pour résultat une charge en non-espèces dans l'état du revenu, il est injuste de s'attendre à ce que les clients paient un montant supplémentaire pour satisfaire une couverture des intérêts ciblée. En conséquence, la Commission ordonne à Énergie NB d'exclure la composante d'intérêt pour des charges annuelles reliées aux passifs nucléaires de ses calculs du taux de couverture des intérêts. La Commission suggère que la charge pourrait être incluse de façon plus appropriée dans l'état des revenus ou bien en tant que poste séparé de dépense, ou bien comme poste séparé regroupé avec les coûts financiers.

En ce qui concerne les recommandations du GGC que les fonds reportés de stabilisation et de normalisation soient rajoutés pour arriver au revenu net, tel que discuté plus tôt, la Commission considère que les comptes de bilans financiers qui s'y rattachent sont correctement classifiés sous la rubrique des passifs reportés. Par conséquent, les redressements compensateurs au revenu net sont considérés par la Commission comme étant appropriés et donc, aucun redressement n'est exigé pour le calcul du taux de couverture des intérêts.

La Commission est aussi d'avis que la conservation des bénéfices venant des revenus des fonds d'amortissement, contre les

dépenses d'intérêt et de change, est appropriée.

Taux de couverture des intérêts

La Commission a trouvé que la méthode employée par le GGC pour le taux de couverture des intérêts était complexe et manquait de définition. De plus, elle ne tient pas compte d'un taux minimum approprié pour le revenu sur l'équité. La Commission, par conséquent, n'adoptera pas la méthode proposée par le GGC.

La méthode du Dr. Kalymon reconnaît clairement qu'il y a un coût associé à l'équité. Si ce coût n'est pas complètement inclus dans le prix de l'électricité, alors la Province du Nouveau-Brunswick est en train de subventionner les clients d'Énergie NB. Dans la mesure où il existe une telle subvention, il pourrait en résulter l'usage de l'électricité alors qu'en fait, d'autres sources d'énergie pourraient être moins coûteuses, si tous les coûts étaient inclus.

La Commission s'accorde avec le Dr. Kalymon mais s'en distingue pour ce qui est de la méthode de détermination de ce coût. La Commission considère que le fait que la Province du Nouveau-Brunswick soit propriétaire d'Énergie NB devrait bénéficier aux habitants de la province.

L'un des bénéfices est que Énergie NB peut fonctionner avec un pourcentage dette-équité plus haut qu'il ne serait possible à une entreprise à fonds privés de le faire. Donc la Commission pense que la structure de capital appropriée à utiliser quand on établit les tarifs d'Énergie NB, est la structure réelle dont la compagnie prévoit l'existence dans la période de tests à venir. Un bénéfice supplémentaire à retirer d'avoir la Province comme propriétaire est relié au coût de l'équité d'Énergie NB. La Commission est d'avis que se servir d'un coût d'équité relié au marché ne serait pas approprié aux fins de déterminer les tarifs d'Énergie NB. Pour ces raisons, la Commission n'adoptera pas la méthode proposée par le Dr. Kalymon.

Il apparaît que, quand la Province ou Énergie NB empruntent des fonds, il leur faudra être en concurrence pour ces fonds avec d'autres, y-compris d'autres provinces canadiennes et des entreprises électriques canadiennes appartenant à l'État. La Commission accepte que le rendement financier d'Énergie NB affecte son aptitude à lever les fonds nécessaires. Cependant, il y a des preuves dans les dossiers que même avec un taux de couverture des intérêts aussi bas que 1.0 x, Énergie NB a pu obtenir des fonds. La Commission note que toutes les parties ont reconnu le besoin, pour Énergie NB, de remplir ses obligations de payer les intérêts. La Commission est d'avis qu'un taux de couverture des intérêts de 1.0 x est le niveau minimum acceptable.

Énergie NB le GGC ont tous deux suggéré 1.25 x comme étant la limite supérieure appropriée pour le taux de couverture des intérêts. La méthode du Dr. Kalymon n'a pas résulté en une recommandation pour aucun niveau maximum de taux de couverture des intérêts. La Commission considère qu'une cible pour le taux de couverture des intérêts de 1.25 x n'est pas sans rapport avec les cibles d'autres entreprises électriques canadiennes appartenant à l'État. La Commission trouve que 1.25 x est la limite supérieure appropriée pour le taux de couverture des intérêts d'Énergie NB.

La proposition d'Énergie NB reconnaît le besoin d'avoir des fluctuations dans les deux taux, que ce soit dette-équité ou couverture des intérêts. Les cibles de 80:20 pour dette-équité et 1.25 x pour la couverture des intérêts sont des objectifs déclarés. On ne s'attend pas à ce que les cibles soient atteintes sur une base continue mais plutôt que les taux atteints seront en général au-dessous des cibles.

On note que le rendement financier d'Énergie NB a souvent eu pour résultat des taux dette-équité et couverture des intérêts qui étaient au-dessous des cibles-plafonds. Cependant, ceci ne veut pas dire que le rendement financier était au-dessous d'un niveau acceptable. Dette-équité et couverture des intérêts indiquent bien si les coûts d'exploitation et les paiements d'intérêts ont été faits et si oui ou non le revenu net a été

gagné. Cependant, ils n'indiquent pas si le montant de revenu net était approprié.

Voilà donc une omission importante. Le revenu net provient des clients, par les tarifs qu'ils paient pour l'électricité. Si les taux n'indiquent pas si le montant de revenu net sera approprié, alors ils n'indiqueront pas si les tarifs proposés seront appropriés.

La Commission conclut qu'il n'est pas approprié, dans le but de déterminer les tarifs, de se fonder uniquement sur les taux dette-équité et couverture des intérêts. La Commission est d'accord avec le Dr. Kalymon et avec M. Carmichael pour dire que la méthode convenable doit inclure la prise en considération du revenu net d'Énergie NB et elle considère qu'il est désirable d'établir clairement le montant approprié de revenu net. Les tarifs peuvent alors être déterminés en conséquence. La Commission est d'avis qu'un revenu net approprié aura pour résultat des pourcentage dette-équité et couverture des intérêts qui sont appropriés pour Énergie NB.

Le revenu net est un profit sur l'équité et quand on le divise par l'équité il est égal au taux de profit. Toutes les parties présentes à l'audience ont reconnu le besoin d'avoir un profit sur l'équité. Le Dr. Kalymon a reconnu l'équité en termes

explicites et a désigné un coût relié au marché. Le GGC a recommandé qu'on établisse un profit maximum sur l'équité. Énergie NB a proposé un taux de couverture des intérêts qui ait une cible maximum de 1.25 x. Puisque toute couverture supérieure à 1.0 x fournit un revenu net, Énergie NB a reconnu implicitement le besoin d'avoir un profit sur l'équité.

La Commission est d'avis qu'un profit approprié sur l'équité est un coût normal pour une société correctement gérée. La Section 42(1) de la Loi exige que la Commission, quand elle révisé toute modification proposée aux tarifs d'Énergie NB, considère tous les coûts projetés pour une période tarifaire future et pourvoie à leur recouvrement complet.

Une telle méthode fournira aussi les bénéfices suivants. Elle permettra à Énergie NB de fonctionner sur une base financière solide, elle aidera à mettre sur pied des tarifs équitables pour les clients et encouragera l'efficacité économique dans l'utilisation de l'électricité.

La Commission considère que pour déterminer un taux de profit convenable on doit prendre en considération les circonstances particulières d'Énergie NB. Il n'est pas approprié de considérer le rôle de propriétaire qu'a Province comme étant semblable par nature au rôle de propriétaire privé. Le fait que

Énergie NB est propriété de la Province devrait profiter aux habitants du Nouveau-Brunswick. La Commission est d'avis que de faire usage d'un taux de profit relié au marché ne serait pas approprié pour fin d'élaboration des tarifs d'Énergie NB.

La Commission considère que pour déterminer le taux de profit on devrait se fonder sur un coût approprié. La province, en permettant à Énergie NB de conserver ses gains, a emprunté de l'argent qui n'aurait pas sinon été nécessaire et encouru un coût d'intérêt relié à ces emprunts. La Province et Énergie NB ont le même taux d'obligations. Par conséquent, la Commission considère que le taux approprié de profit sur la composante d'équité de la structure capitale d'Énergie NB devrait être le coût intrinsèque de la dette d'Énergie NB. Le taux de profit serait multiplié par l'équité, pour calculer le revenu net qui serait alors inclus dans l'exigence de revenu d'Énergie NB aux fins de déterminer les tarifs.

Énergie NB a recommandé que la Commission soit d'accord avec son procédé habituel de cibler les pourcentages dette-équité et couverture des intérêts de façon qu'ils soient inférieurs au niveau-plafond à court terme, de temps à autre, selon les conditions. Il semblerait que l'intention de cette proposition est de permettre au rendement financier de diminuer pour que la possibilité de toute augmentation soudaine et importante de tarifs

soit minimisée. Faire baisser les taux dette-équité et couverture des intérêts ne veut pas nécessairement dire que le rendement financier global est affecté. En fait, durant la période 1981-89 où ni l'un ni l'autre de ces taux n'a atteint sa cible-plafond, le taux annuel de profit sur l'équité se plaçait à peu près entre 1% et 19%. Ce qui indiquerait certainement que durant certaines années le rendement financier se situait à un niveau acceptable. De plus, le profit moyen sur l'équité pour cette période de neuf ans était à peu près de 10.6%. Ce qui tendrait à indiquer que le rendement financier, du moins pour la période dans son ensemble, n'a pas été affecté.

Il est fort possible que la moyenne de 10.6% soit très semblable à ce qui serait arrivé si la méthode recommandée par la Commission avait été suivie pour déterminer les tarifs entre 1981 et 1989. Cependant, il y a une différence majeure entre les deux méthodes. C'est que le taux annuel de profit sur l'équité n'aurait pas fluctué si largement si l'on s'était servi de la méthode recommandée par la Commission. Les fluctuations qui ont eu lieu indiquent que les clients ont payé davantage qu'ils n'auraient dû pour certaines années, tandis que durant d'autres années les clients ont payé moins qu'ils ne l'auraient dû. La Commission considère que cette situation devrait être évitée autant que possible. Il serait en général préférable que les clients, pour chaque période tarifaire, paient les coûts qui sont convenablement

associés à cette période.

La souplesse dans la mise sur pied des tarifs, fournie par toute réduction à court terme dans le rendement financier, est limitée. Éliminer complètement l'exigence d'un montant approprié de revenu net pour une année donnée ne fournirait qu'une aide plutôt modeste par rapport à l'exigence de revenu globale d'Énergie NB. Par exemple, en supposant un taux de profit de 10% et en se servant des niveaux actuels d'équité et de revenus provinciaux internes, éliminer complètement le besoin d'un montant approprié de revenu net aurait pour résultat une réduction dans l'exigence de revenu d'à peu près 6%. Pour ces raisons, la Commission considère que des réductions dans le rendement financier ciblé ne sont pas le moyen préférable d'éviter les grosses augmentations subites de tarifs.

La possibilité d'une telle augmentation serait le plus probablement liée à la mise en service d'un nouvel actif important. Cependant, la Commission est d'avis que le choix approprié du moment d'entrée de suppléments majeurs de capital réduirait le besoin de grosses augmentations de tarifs. La Commission prévoit que de tels suppléments seraient introduits à des moments propices de façon qu'une portion importante de la puissance supplémentaire soit exigée immédiatement. La mise en application d'une méthode d'amortissement appropriée réduirait également la possibilité de

choc tarifaire.

La Commission a conclu qu'un profit sur l'équité est un coût normal et qu'une limite appropriée sur le taux de profit est le coût inhérent à la dette. De plus, la Commission a conclu que reconnaître ce coût dans le procédé de mise en place des tarifs encouragera la solidité financière, des tarifs équitables et l'efficacité économique. La Commission est d'avis qu'une marge qui permettrait un profit sur l'équité à un taux égal au coût intrinsèque de la dette d'Énergie NB, fournira entière compensation à la Province. Le droit de garantie est un paiement annuel d'Énergie NB. C'est l'opinion de la Commission que ce droit représente un revenu pour la Province puisqu'elle est propriétaire d'Énergie NB. Par conséquent, la Commission déduira le montant du droit de garantie du montant calculé comme étant le profit approprié sur l'équité au moment de mettre en place les tarifs d'Énergie NB. La Commission reconnaît que ces concepts n'ont pas été débattus à fond lors de l'audience publique et accueillerait volontiers tous commentaires sur sa méthode recommandée au moment de la prochaine audience sur les tarifs généraux. Cependant, la Commission instruit Énergie NB de déposer sa demande selon les principes de la méthode recommandée par la Commission.

CHANGEMENTS LÉGISLATIFS RECOMMANDÉS

Cette décision représente pour cette Commission la première occasion, depuis que la Loi a été modifiée le 11 janvier 1990, de faire le commentaire écrit des changements dans la législation qui ont soumis Énergie NB à une réglementation sur les changements de taux. Depuis que nous avons entendu les preuves dans cette affaire, nous avons aussi entendu la preuve concernant deux autres sujets génériques ainsi qu'une demande de tarif intérimaire en décembre 1990.

La Commission pense que l'Assemblée législative du Nouveau-Brunswick a assujetti Énergie NB aux réglementations de tarifs afin de fournir une étude publique complète des affaires qui relèvent de la Commission, de la façon la plus efficace et économique possible.

Pour que le processus réglementaire soit suivi de façon correcte, la Commission doit avoir accès à toute l'information pertinente à intervalles réguliers pour pouvoir remplir ses fonctions selon la loi. De plus, cette information doit aussi être disponible au public.

Si l'information nécessaire n'est pas fournie sur une base régulière, alors il pourrait se présenter une situation où la

Commission et le public doivent rattraper un retard considérable d'information historique. Ceci causerait une augmentation importante du temps nécessaire au processus des interrogatoires et des audiences publiques au moment d'une demande d'augmentation de tarifs.

Ceci causerait non seulement une augmentation importante du temps nécessaire, mais aussi du coût associé au processus. La Commission est d'avis que de recevoir l'information pertinente de façon régulière est la manière la plus appropriée, la plus efficace et la plus économique de procéder.

A la conclusion de l'audience, on a demandé aux avocats de commenter sur l'autorité qu'aurait la Commission d'ordonner à Énergie NB de déposer l'information pertinente qu'elle possède ou de mener des études et de les déposer auprès de la Commission pour toutes affaires relevant de la compétence de la Commission.

L'avocat d'Énergie NB observa que les sections 5(1) et 7 de la Loi ne s'appliquent pas à Énergie NB. Il a donc raisonné que la Commission n'avait pas l'autorité d'ordonner à Énergie NB de mener des études à quelque moment que ce soit. De plus, la Commission n'avait pas l'autorité d'ordonner à Énergie NB de déposer aucune information auprès d'elle sauf au moment d'une audience de tarifs.

L'avocat d'un intervenant suggéra que la Commission avait l'autorité inhérente d'ordonner que l'information soit déposée ou bien qu'une étude soit menée et un rapport déposé. Cependant il a admis que la difficulté serait de faire appliquer cet ordre si l'entreprise refusait de s'y soumettre. Il a raisonné que la Commission aurait l'autorité attestée par la loi de refuser de jouer de sa discrétion jusqu'à ce que l'information soit déposée auprès d'elle. Du point de vue pratique, ceci signifierait un refus d'approuver un changement de tarifs demandé jusqu'à ce que l'information ait été déposée.

On notera que, de par la section 6.1 de la Loi, la Commission détient tous les pouvoirs et tous les privilèges de Commissaires d'après la Loi sur les Enquêtes Chap. I-11, RSNB 1973. En foi de quoi, la Commission a le pouvoir de réclamer à un dirigeant de l'entreprise de comparaître et d'apporter tous les documents pertinents à examiner sous serment lors d'une audience publique.

Même si l'on peut objecter que la Commission a le pouvoir de réclamer qu'on produise l'information pertinente d'après les options ci-dessus, ce serait un processus très coûteux, qui entraînerait certainement des retards importants, problème que l'on qualifie souvent de "fatigue réglementaire". Cependant, pour être sûr que le processus de réglementation marche bien, la production

et l'examen de l'information ne peuvent pas être laissés au hasard des caprices d'Énergie NB.

Par conséquent la Commission est convaincue que la Loi devrait être modifiée de façon à investir la Commission de pouvoirs spéciaux qui lui permettront de s'acquitter de ses responsabilités d'une façon plus efficace et économique.

La Commission ne cherche pas, par les recommandations suivantes, à étendre ses compétences à la réglementation d'Énergie NB. Si l'Assemblée législative décidait de mettre en place les changements proposés, cette décision donnerait à la Commission l'autorité attestée par la loi d'obtenir de l'information et d'examiner les questions de politiques lors d'une audience ouverte à l'initiative de la Commission. Énergie NB a déjà indiqué que, dans l'ensemble, elle serait prête à fournir cette information sur demande. Selon l'opinion de la Commission, pour être sûr que le système de réglementation marche bien, le système devrait reposer sur l'autorité attestée par la Loi de recevoir l'information nécessaire. Donc la Commission recommande qu'un certain nombre de changements soient apportés à la législation tels que discutés ci-dessous.

- 1) Que la Commission reçoive l'autorité spéciale d'ordonner à Énergie NB:
 - (a) de déposer auprès de la Commission toute information pertinente concernant toute affaire relevant de la compétence de la Commission;
 - (b) d'entreprendre des études et de faire un rapport à la Commission sur toute affaire relevant de la compétence de la Commission.

La Commission est convaincue, pour les raisons citées plus haut, que ces changements lui permettraient de s'acquitter de son mandat de réglementation de façon organisée et uniforme. Ceci simplifierait le processus de réglementation en enlevant un poids de responsabilités au personnel d'Énergie NB et à la Commission au moment des demandes de tarifs. Le processus des audiences publiques s'en trouverait raccourci, simplifié, et le coût en serait réduit.

- 2) Que la Commission reçoive l'autorité d'ouvrir des audiences publiques de sa propre initiative, pour examiner les questions de politiques relevant de sa compétence.

La Loi, telle qu'elle s'applique à la réglementation

d'Énergie NB, est un système dominé par le processus de demande. C'est-à-dire que la Commission n'est pas saisie d'autorité sur Énergie NB à moins de faire une demande de changement de tarifs de par la section 38(1) de la Loi ou quand le Lieutenant-Gouverneur en conseil ordonne un étude de par la section 40(1).

Par cette recommandation, la Commission n'a pas l'intention de changer la nature du régime de réglementation existant. Accorder l'autorité d'ouvrir une audience d'étude permettrait une plus grande continuité entre les demandes de changements de tarifs et accélérerait le processus relié aux audiences de changements des tarifs.

Le processus existant d'audiences génériques est un bon exemple du besoin d'une étude publique des affaires de politiques qui affectent les tarifs d'Énergie NB. Aucune autorité spéciale n'existe à présent pour ordonner une telle étude. Peu après la proclamation de la législation, la Commission et Énergie NB sont tombés d'accord que le processus de réglementation serait grandement amélioré si, par un processus d'audiences publiques, certaines politiques fondamentales ou "génériques" d'Énergie NB pouvaient être étudiées et commentées par la Commission à la suite d'une participation active du public intéressé. Ensemble on a décidé que la Commission ne pouvait être saisie de l'autorité de tenir de telles audiences que si on lui demandait d'étudier les

tarifs, soit sur demande d'Énergie NB, soit par ordre du Lieutenant-Gouverneur en conseil. A la conférence précédant l'audience, la Commission, en accord avec Énergie NB, a décrété qu'elle n'entendrait pas la preuve concernant le changement mineur de tarifs qui était proposé, avant d'avoir étudié au préalable l'information appropriée sur les antécédents et les affaires génériques. Cinq audiences génériques ont alors été fixées, dont trois ont maintenant déjà eu lieu.

Les audiences génériques qui ont déjà eu lieu ont été bénéfiques à tous ceux qui étaient impliqués dans le processus de réglementation. La Commission a pu acquérir un degré de connaissance du fonctionnement et des politiques d'Énergie NB qu'il aurait été très difficile d'acquérir pendant une audience de tarifs, même très longue. Énergie NB a eu l'occasion de se familiariser avec le processus de réglementation et de soumettre ses politiques à l'étude et aux commentaires de la réglementation sans subir le tension des délibérations de tarifs. Les intervenants ont acquis des connaissances et ont eu l'occasion d'ajouter leurs commentaires à ceux de la Commission.

La Commission est convaincue que les autres audiences génériques prévues pour bientôt seront également bénéfiques. Avec le temps et au fur et à mesure des changements de circonstances, il deviendra sans doute approprié de revoir certaines de ces

questions, et d'autres questions génériques pourront se présenter. La Commission est sûre que ces questions seront réglées bien plus efficacement indépendamment du processus d'examen des tarifs. En donnant à la Commission l'autorité particulière d'examiner les affaires de politiques entre les audiences de changements de tarifs, on obtiendra trois bénéfices:

- A) Le public recevra l'occasion de donner son avis sur les changements de politiques proposés avant leur mise en place;
 - B) Énergie NB bénéficiera des commentaires de la Commission concernant les changements de politiques proposés, avant leur mise en place;
 - C) Le processus des audiences publiques au moment d'une demande de changement de tarifs se trouvera considérablement raccourci, puisque les questions de politiques, qu'on étudiait auparavant pendant une audience publique, ne feront plus l'objet d'un examen aussi minutieux.
- 3) Que la section 7 de la Loi s'applique dorénavant à la réglementation d'Énergie NB.

La section 7 se lit comme suit:

"La Commission peut ordonner à quiconque de faire une enquête et de faire un rapport sur n'importe quelle affaire relevant de la compétence de la Commission."

Par le passé, la Commission s'est servie des pouvoirs que lui confèrent cette section pour ordonner à un expert indépendant d'examiner des affaires avec le personnel de l'entreprise selon son domaine d'expertise. Cet expert a ensuite soumis un rapport et l'a déposé auprès de la Commission bien en avance d'une audience publique sur le sujet concerné. Le rapport soumis à la Commission est devenu, par la suite, pièce à conviction lors de toute audience éventuelle. La Commission a présenté l'expert comme témoin à l'audience publique pour que l'entreprise ou les intervenants puissent l'interroger. Ceci a beaucoup facilité le processus des audiences, en apportant la clarté et en réduisant les coûts dans l'ensemble. Nous recommandons ce changement qui investirait des experts indépendants, retenus par la Commission, du pouvoir d'enquêter sur ces affaires.

Bien que sans rapport avec les trois recommandations précédentes, une quatrième recommandation de changement à la législation est proposée par la Commission.

4) Que, de par la section 39(2), la Commission reçoive le pouvoir

discrétionnaire de décider si oui ou non un "nouveau service" proposé est simplement une nouvelle étiquette apposée à un service déjà existant.

Des dispositions semblables à celles de la section 39 sont exposées dans la section 15 de la Loi, qui s'applique aux réglementations d'entreprises autres qu'Énergie NB. Ces entreprises ont toujours demandé l'approbation de la Commission avant de déposer leur requête en accord avec les dispositions s'appliquant aux "nouveaux services". Si elles ne l'avaient pas fait, la Commission aurait immédiatement tenu une audience publique pour examiner le "nouveau" tarif.

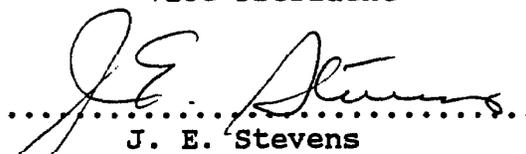
Il n'y a eu qu'un seul "nouveau service" déposé par Énergie NB de par la section 39(2). La Commission doute sérieusement qu'il s'agissent vraiment d'un "nouveau service" mais pense plutôt qu'une nouvelle étiquette a été apposée à un ancien service déjà existant. Pour l'instant, il semblerait que seule Énergie NB ait le droit de décider s'il s'agit d'un "nouveau service" et donc de déposer sa requête de par la section 39(2). La Commission ne pourra pas examiner cette décision et son tarif avant la prochaine demande de tarifs généraux. D'ici là, les clients se seront convertis au "nouveau service" en fondant leur décision sur la base tarifaire initiale d'Énergie NB. Tout changement aux tarifs survenant par la suite pourrait causer de

sérieux dérangements aux clients. Pour éviter cette possibilité, la Commission pense qu'il serait plus approprié d'examiner les "nouveaux services" proposés avant qu'ils ne soient mis en place.

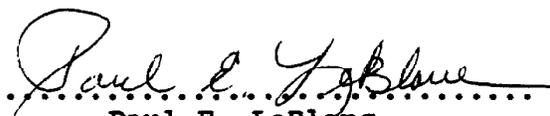
FAIT en la "City of Saint John" (N.-B.), ce 22ième jour de mai 1991.


.....
David C. Nicholson
Président


.....
B. Fernand Nadeau
Vice-Président


.....
J. E. Stevens
Commissaire


.....
Claudette Stymiest
Commissaire


.....
Paul E. LeBlanc
Commissaire

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK
 État consolidé des revenus
 Exercice terminé le 31 mars 1990
 (000s \$)

	<u>1990</u>	<u>1989</u>
PRODUITS		
Ventes d'électricité:		
dans la province	\$629,744	600,448
hors-province	<u>311,560</u>	<u>240,943</u>
Ventes totales d'énergie	941,304	841,391
Ventes de vapeur	4,564	3,667
Divers	<u>11,586</u>	<u>11,249</u>
Revenu total	<u>957,454</u>	<u>856,307</u>
CHARGES		
électricité achetée	109,528	86,266
électricité produite:		
Combustibles	258,580	187,983
Autres	<u>124,012</u>	<u>111,841</u>
Coût total de l'énergie	492,120	386,090
Exploitation, entretien, administration et frais généraux	120,665	109,306
Amortissement:		
charge d'amortissement	94,590	90,692
charge de déclassement	4,895	2,141
charge d'enlèvement des canaux	<u>5,300</u>	<u>5,300</u>
Amortissement total	<u>104,785</u>	<u>98,133</u>
	717,570	593,529
Bénéfice avant l'intérêt et le change	<u>239,884</u>	<u>262,778</u>
Intérêt et échange	233,560	235,672
Moins le revenu provenant des fonds d'amortissement et autres investissements	<u>55,544</u>	<u>49,995</u>
	178,016	185,677
Intérêt sur les passifs nucléaires	10,940	6,660
Droit de garantie du gouvernement provincial	9,002	10,008
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	2,328	3,097
Amortissement des différences de change non matérialisées	<u>3,959</u>	<u>(1,207)</u>
	204,245	204,235
Moins Intérêts capitalisés	<u>6,746</u>	<u>3,818</u>
Intérêt et change total - net	197,499	200,417
Bénéfice avant les postes suivants	42,385	62,361
Redressement pour la normalisation de la production	(3,182)	(2,270)
Virement du (au) compte de stabilisation des ventes à l'exportation	<u>(13,083)</u>	<u>(12,494)</u>
	(16,265)	(14,764)
	<u>26,120</u>	<u>47,597</u>
Part des actionnaires minoritaires dans les pertes de la filiale	<u>58</u>	<u>8</u>
Bénéfice net de l'exercice	<u>\$ 26,178</u>	<u>47,605</u>
	=====	=====

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU BRUNSWICK
 Bilan consolidé
 au 31 mars 1990
 (000s \$)

<u>ACTIF</u>	<u>31 mars 1990</u>	<u>31 mars 1989</u>
Immobilisations:		
Terrains, bâtiments, outillage et matériel au prix coûtant	\$ 3,314,023	3,208,628
moins:		
contributions en aide à la construction	(17,539)	(16,507)
octrois du gouvernement	(58,000)	(58,000)
	<u>(75,539)</u>	<u>(74,507)</u>
	3,238,484	3,134,121
Moins l'amortissement cumulé	(893,259)	(809,410)
	2,345,225	2,324,711
Construction en cours	110,829	64,194
Immobilisations totales-nettes	<u>2,456,054</u>	<u>2,388,905</u>
Actifs à court terme:		
Liquidités et placements à court terme	9,006	47,392
Comptes débiteurs	118,522	107,045
Matériel, fournitures et combustible	85,334	78,142
Charges payées d'avance	3,937	3,209
Total des actifs à court terme	<u>216,799</u>	<u>235,788</u>
Charges reportées:		
Différences de change non matérialisées	\$ 144,003	143,737
Moins les montants amortis	(113,725)	(111,997)
	30,278	31,740
Déclassement de la tranche nucléaire		
Solde au début de l'année	51,392	53,533
Plus redressement des passifs	66,093	0
	117,485	53,533
Moins les sommes perçues des clients	(4,895)	(2,141)
Solde à la fin de l'année	112,590	51,392
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets moins les montants amortis	16,992	17,920
Autres charges reportées	3,838	5,207
Total des charges reportées	<u>163,698</u>	<u>106,259</u>
	<u>\$ 2,836,551</u>	<u>2,730,952</u>
	=====	=====

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Bilan au mars 31 1990

(\$000's)

<u>PASSIF ET ÉQUITÉ</u>	<u>31 mars 1990</u>	<u>31 mars 1989</u>
Dettes à long terme:		
Garantie par la province du Nouveau-Brunswick:		
Débiteures et billets émis par la Commission	\$1,170,024	1,305,633
Billet à payer à l'Énergie atomique du Canada Limitée	321,516	327,426
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord Canadien	<u>35,712</u>	<u>37,886</u>
	1,527,252	1,670,945
Autre dette à long terme - non garantie	<u>333,140</u>	<u>242,133</u>
	1,860,392	1,913,078
Moins paiements exigibles d'ici un an	<u>(129,399)</u>	<u>(99,731)</u>
Dettes à long terme totale	<u>1,730,993</u>	<u>1,813,347</u>
Passif à court terme:		
Dettes à court terme	30,042	9,573
Comptes créditeurs et frais courus	171,333	162,916
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	129,399	99,731
Autres	<u>3,541</u>	<u>4,868</u>
Total du passif à court terme	<u>334,315</u>	<u>277,088</u>
Passif reporté:		
Compte de normalisation de la production:		
Solde au début de l'année	\$104,850	102,580
Redressement pour l'année	<u>3,182</u>	<u>2,270</u>
Solde à la fin de l'année	108,032	104,850
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation:		
Solde au début de l'année	23,287	10,793
Redressement pour l'année	<u>13,083</u>	<u>12,494</u>
Solde à la fin de l'année	36,370	23,287
Gestion du combustible irradié, déclassement de la tranche nucléaire et enlèvement des canaux de combustible		
Solde au début de l'année	142,091	108,939
Redressement pour l'enlèvement des canaux de combustible	0	13,300
Redressement du passif de déclassement	<u>66,093</u>	<u>0</u>
	208,184	122,239
Charges pour l'année	7,127	13,192
Intérêt	<u>10,940</u>	<u>6,660</u>
Solde à la fin de l'année	226,251	142,091
Autres passifs reportés	<u>11,030</u>	<u>6,848</u>
Total des passifs reportés	<u>381,683</u>	<u>277,076</u>
Équité:		
Participation minoritaire dans la filiale	(99)	(40)
Réserve pour la normalisation de la production	176,000	176,000
Bénéfices conservés dans l'entreprise:		
Solde au début de l'année	187,481	153,176
Redressement pour l'enlèvement des canaux de combustible	<u>0</u>	<u>(13,300)</u>
	187,481	139,876
Bénéfice net de l'exercice	<u>26,178</u>	<u>47,605</u>
Solde à la fin de l'année	<u>213,659</u>	<u>187,481</u>
Total de l'équité	<u>389,560</u>	<u>363,441</u>
	\$2,836,551	2,730,952
	=====	=====

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Calcul de la structure du capital

	Au 31 mars 1990		Au 31 mars 1989	
	(000s \$)	%	(000s \$)	%
<u>Tel que calculé par la Commission de l'Énergie NB</u>				
Dettes à long terme	1,860,392	77.4	1,913,079	80.3
Dettes à court terme	30,042	1.3	9,573	0.4
Passif de pension	10,161	0.4	6,172	0.2
Passifs nucléaires	113,661	4.7	90,698	3.8
Dettes Totales	<u>2,014,256</u>	<u>83.8</u>	<u>2,019,522</u>	<u>84.7</u>
Bénéfices retenus	213,659	8.9	187,482	7.9
Réserve de normalisation de la production	176,000	7.3	176,000	7.4
Equité totale	<u>389,659</u>	<u>16.2</u>	<u>363,482</u>	<u>15.3</u>
Capital total	<u>2,403,915</u>	<u>100.0</u>	<u>2,383,004</u>	<u>100.0</u>
<u>Tel que calculé par la Commission des Entreprises de Service public</u>				
Dettes à long terme	1,860,392	82.2	1,913,079	84.3
Dettes à court terme	30,042	1.3	9,573	0.4
Passif de pension	0	0.0	0	0.0
Passifs nucléaires	0	0.0	0	0.0
Dettes totales	<u>1,890,434</u>	<u>83.5</u>	<u>1,922,652</u>	<u>84.7</u>
Bénéfices retenus	197,659	8.7	171,482	7.6
Réserve de normalisation de la production	176,000	7.8	176,000	7.7
Equité totale	<u>373,659</u>	<u>16.5</u>	<u>347,482</u>	<u>15.3</u>
Capital Total	<u>2,264,093</u>	<u>100.0</u>	<u>2,270,134</u>	<u>100.0</u>

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICKSommaire des Charges d'évacuation des déchets nucléaires
(000s \$)

Année	Coût de gestion du combustible irradié	Coût de déclassement	Coût d'enlèvement des canaux de combustible	Intérêt	Total
Montants imputés au revenu					
1983	\$ 1,360	300	-	-	1,660
1984	5,475	1,800	-	625	7,900
1985	5,762	1,800	-	1,774	9,336
1986	5,718	2,141	-	2,931	10,790
1987	6,200	2,141	-	3,645	11,986
1988	6,737	2,142	-	4,853	13,732
1989	<u>7,892</u>	<u>2,142</u>	<u>5,300</u>	<u>6,660</u>	<u>21,994</u>
	39,144	12,466	5,300	20,488	77,398
Montants perçus par le biais d'une charge rétroactive aux bénéfices conservés dans l'entreprise:					
1989	-	-	13,300	-	13,300
Total perçu jusqu'au 31 mars 1989	39,144	12,466	18,600	20,488	90,698
Montant imputé au revenu 1990	<u>1,828</u>	<u>4,895</u>	<u>5,300</u>	<u>10,940</u>	<u>22,963</u>
Total perçu jusqu'au 31 mars 1990	\$ <u>40,972</u> =====	<u>17,361</u> =====	<u>23,900</u> =====	<u>31,428</u> =====	<u>113,661</u> =====

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU BRUNSWICK
SOMMAIRE DU COMPTE DE STABILISATION DES VENTES À L'EXPORTATION

Année	Détail du compte (000\$)			Excédent ou déficit annuels (000\$)										
	Débit	Crédit	Solde	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1980		9,200		9,200										
			9,200											
1981		9,300			9,300									
	(3,067)			(3,067)	0									
			15,433	8,133	9,300									
1982		21,657				21,657								
	(6,167)			(3,067)	(3,100)	0								
			30,923	3,066	6,200	21,657								
1983		8,637					8,637							
	(13,385)			(3,066)	(3,100)	(7,219)	0							
			26,175	0	3,100	14,438	8,637							
1984		14,393						14,393						
	(13,198)				(3,100)	(7,219)	(2,879)	0						
			27,370	0	7,219	5,758	14,393							
1985		(6,270)							(6,270)					
	(14,895)					(7,219)	(2,879)	(4,797)	0					
			6,205			0	2,879	9,596	(6,270)					
1986		(2,529)								(2,529)				
	(5,587)						(2,879)	(4,798)	2,090	0				
			(1,911)				0	4,798	(4,180)	(2,529)				
1987		4,044									4,044			
	(1,865)							(4,798)	2,090	843	0			
			268					0	(2,090)	(1,686)	4,044			
1988		8,940										8,940		
	1,585								2,090	844	(1,349)	0		
			10,793						0	(842)	2,695	8,940		
1989		15,979											15,979	
	(3,485)									842	(1,349)	(2,979)	0	
			23,288							0	1,347	5,961	15,979	
1990		22,737												22,737
	(9,654)									(1,347)	(2,980)	(5,327)	0	
			36,370							0	2,981	10,652	22,737	