



COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC DU NOUVEAU-BRUNSWICK

**DANS L'AFFAIRE de l'audience générique
concernant les politiques d'amortissement
de la Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick**

D E C I S I O N

le 16 juillet 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 politiques d'amortissement 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. Raymond Gorman - 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., et
Mr. Robert M. Jette, Avocats

Le Groupe des gros
Consommateurs:

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

Observateur:

Intervenant
pour le public:

Mr. Ivan Robichaud

TABLE DES MATIERES

	<u>PAGES</u>
INTRODUCTION	1
INFORMATION DE BASE	4
MÉTHODE	6
TÉMOIGNAGE D'ÉNERGIE NB	7
TÉMOIGNAGE DU GGC	9
CONCLUSIONS DE LA COMMISSION	9
PROCÉDÉS	13
TÉMOIGNAGE D'ÉNERGIE NB	14
TÉMOIGNAGE DU GGC	15
CONCLUSIONS DE LA COMMISSION	15
TECHNIQUE	16
TÉMOIGNAGE D'ÉNERGIE NB	16
TÉMOIGNAGE DU GGC	17
CONCLUSIONS DE LA COMMISSION	18
DURÉES DE SERVICE - AUTRES QUE POINT LEPREAU	23
TÉMOIGNAGE D'ÉNERGIE NB	23
TÉMOIGNAGE DU GGC	23
CONCLUSIONS DE LA COMMISSION	24
DURÉE DE SERVICE - CENTRALE DE POINT LEPREAU	28
TÉMOIGNAGE D'ÉNERGIE NB	28
TÉMOIGNAGE DU GGC	29
CONCLUSIONS DE LA COMMISSION	30
COUTS COMMUNS	33
RETOUR DES ACTIFS AU SERVICE	34
ROUTINE ADMINISTRATIVE	36

INTRODUCTION

Par une requête datée du 20 avril 1990, la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick a demandé aux Commissaires des Entreprises de Service public du Nouveau-Brunswick (la Commission) d'approuver une modification mineure pour l'un de ses tarifs. Dans un rapport déposé à la même date, Énergie NB expliquait que le but primordial de la demande était d'assigner les pouvoirs à la Commission. Ainsi la Commission recevait l'autorité de tenir des audiences pour examiner les principes de base (questions génériques) qui influencent le niveau des tarifs pour les services offerts par Énergie NB à l'intérieur de la Province.

Une conférence préparatoire aux audiences s'est tenue les 13 et 14 juin 1990, pour considérer quelles questions génériques on devrait examiner et dans quel ordre devraient se dérouler les audiences publiques. La Commission reçut des propositions concernant les questions pertinentes et on exprima des opinions sur l'ordre dans lequel on devrait les examiner. La Commission conclut que les questions génériques appropriées et l'ordre dans lequel on les examinerait étaient les suivants:

- 1- Conventions comptables et financières
- 2- Politiques d'amortissement
- 3- Planification de puissance
- 4- Allocation des coûts

5- Plan de tarifs

6- Politiques de service aux clients

L'audience publique concernant les conventions comptables et financières a commencé le 15 octobre et a conclu le 24 octobre 1990. La décision de la Commission concernant les conventions comptables et financières a paru séparément.

L'audience sur les politiques et pratiques d'amortissement d'Énergie NB s'est tenue dans les bureaux de la Commission à partir du 13 novembre 1990 et jusqu'aux 14 et 15 novembre.

Il y eut participation active d'un intervenant appelé Groupe des Gros Consommateurs, et qui consistait des compagnies 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 qui ont participé à l'audience étaient les suivants:

ÉNERGIE NB

M. J. M. Hawkins - Contrôleur d'Énergie NB
M. K. Boocock, C.A. - Associé, Deloitte & Touche,
Toronto
M. J.A.F. Cook, C.A. - Associé, Deloitte & Touche
Fredericton

GGC

M. H.R. Tidby, C.A. - Associé gérant, Coopers &
Lybrand, Saint John

M. Ivan Robichaud, intervenant pour le public, nommé par l'Avocat général du Nouveau-Brunswick, était présent en qualité d'observateur.

Aucun autre intervenant inscrit ne prit part aux délibérations.

INFORMATION DE BASE

Beaucoup d'actifs durent plus d'un an et peuvent fournir des services utiles pendant de nombreuses années. Il n'est pas approprié de recouvrer le coût de ces actifs en entier au cours de la première année. Le coût de tels actifs devrait être recouvert sur une période de temps durant laquelle on s'attend à ce qu'ils fournissent des services utiles.

L'amortissement est le moyen par lequel le coût d'un actif est recouvert sur toute la durée de sa vie utile (durée de service). Des charges d'amortissement sont prises chaque année sur la dépense d'exploitation et les montants de ces charges sont calculés de façon à recouvrer le coût de l'actif en même temps qu'il est mis hors-service. Le coût à recouvrer consiste du coût d'origine augmenté du coût d'enlèvement, moins les éléments de récupération. Les charges annuelles d'amortissement sont créditées à un compte appelé amortissement accumulé (réserve d'amortissement).

A l'occasion, des redressements sont nécessaires, pour refléter le fait que certains actifs sont mis hors-service plus tôt que prévu. Des redressements sont également nécessaires chaque fois que la durée estimée de vie utile pour un actif est augmentée ou diminuée.

Les témoignages donnés par les parties concernaient les choix méthodologiques faits par Énergie NB et les durées estimées des vies de service de ses actifs. De plus, certaines autres questions furent discutées à l'audience. A des fins de commodité aussi bien que de clarté, la Commission discutera les questions soulevées et présentera ses conclusions en se servant des titres suivants:

- Méthode
- Procédés
- Technique
- Durées de service, autres que Point Lepreau
- Durée de service, centrale de Point Lepreau
- Coûts communs
- Retour des actifs au service
- Routine administrative

MÉTHODE

Une méthode d'amortissement contrôle le taux de recouvrement du capital. On prend la décision de recouvrer le coût de l'actif en montants annuels égaux ou bien de recouvrer le coût plus rapidement ou plus lentement. Les méthodes couramment utilisées incluent les suivantes:

- 1) ligne droite; selon laquelle le capital est recouvré en montants égaux sur la durée de la vie de l'actif,
- 2) fond d'amortissement; méthode selon laquelle des charges annuelles égales plus petites que celles de la méthode d'amortissement en ligne droite sont mises de côté dans un fond. Les charges annuelles sont calculées de façon que le total du fond, y-compris l'intérêt accumulé, soit égal au coût de l'actif à la date de mise hors-service,
- 3) charge ascendante; selon laquelle la charge annuelle augmente d'année en année d'après une méthode définie et,
- 4) solde décroissant; selon lequel chaque charge annuelle est un pourcentage fixe de la portion

restante non-amortie du coût d'origine de l'actif.
Cette méthode est celle que Revenu Canada a réclamée
pour les besoins fiscaux.

Témoignage d'Énergie NB

Énergie NB a témoigné qu'elle utilise la méthode en ligne droite pour tous ses actifs amortissables, à l'exception de la centrale de Point Lepreau. Dans le cas de Point Lepreau, la méthode de charge ascendante est utilisée; l'augmentation annuelle est de 3 pour cent (Transcription, page 1210).

La méthode en ligne droite fut recommandée pour les actifs autres que la centrale nucléaire, dans l'étude de 1987 sur l'amortissement par Énergie NB (Document ÉNB 1, Annexe 7.9) afin de rencontrer les objectifs des politiques d'amortissement propres aux entreprises. Ces objectifs furent définis à la page 2 de l'étude en ces termes:

- a) allouer de façon systématique et rationnelle le coût de ses actifs pour la durée estimée de leurs vies utiles;
- b) faire correspondre les coûts des services aux bénéfices fournis aux clients;

- c) parvenir à un traitement équitable des différentes générations de clients; et
- d) recouvrer le capital investi en actifs amortissables sur une période de temps raisonnable.

L'étude a été préparée par le comité d'amortissement d'Énergie NB. Le comité consiste de cinq membres: M. Hawkins, un des témoins pour Énergie NB; M. Victor Clarke, gérant de l'exploitation thermique ayant 29 ans d'expérience en exploitation et entretien de centrales thermiques; M. Earl Arnold, ingénieur principal des projets pour la distribution, qui avait eu 24 années d'expérience en conception des lignes de transmission; M. Earl Mogilevsky, ingénieur principal en distribution ayant 29 ans d'expérience en projets, exploitation et entretien du système de distribution d'Énergie NB; et M. Doug Hayward, directeur principal du développement des ressources, qui a 32 ans d'expérience en exploitation hydraulique et en planification de systèmes. (Transcription, pages 1214-1216).

M. Hawkins déclara que l'amortissement en ligne droite est la méthode la plus couramment utilisée par les entreprises canadiennes de service public (Transcription, page 1212). Il a témoigné que la méthode de charge ascendante avait été adoptée pour Point Lepreau pour minimiser le choc tarifaire qui se produirait

à la mise en service de la centrale nucléaire (Transcription, page 1242) et pour produire un partage équitable des coûts entre les clients présents et futurs (Transcription, page 1248).

Témoignage du GGC

Dans son témoignage pré-déposé, M. Tidby nota qu'Énergie NB utilise deux méthodes d'amortissement:

"La méthode de charge ascendante pour la tranche nucléaire est compréhensible. Cependant, on ne voit pas clairement pourquoi cette méthode n'est pas applicable pour les autres tranches, qui ont des durées de vie similaires....

Je suis inquiet que l'adoption de méthodes d'amortissement qui varient selon les différents groupes d'actif ne se fasse pas d'après des critères objectifs." (Document GGC 14, pages 2-3).

Il n'y eut aucune recommandation incluse, ni dans le témoignage de M. Tidby ni dans le sommaire des propositions du GGC. Pourtant les questions posées sont pertinentes et réclament la considération de la Commission.

Conclusions de la Commission

La soumission d'Énergie NB montrait que l'amortissement en ligne droite est la méthode de choix pour la plupart des

entreprises. On l'a recommandée pour l'usage d'Énergie NB comme étant la meilleure façon de répondre à ses objectifs de politiques déclarés. De plus, la recommandation fut faite par le comité d'amortissement d'Énergie NB, qui consistait de personnes expertes en matière d'amortissement.

La Commission prend note que la centrale nucléaire de Point Lepreau était, à la date de sa mise en service, l'actif dominant du système d'Énergie NB, constituant plus de 1.4 milliards de dollars de sa valeur totale en termes de tranches de service. Avant la date d'entrée en service, l'intérêt sur cet investissement était capitalisé, mais après la date de mise en service, l'intérêt et l'amortissement furent imputés tous les deux aux frais des exploitations. L'adoption de l'amortissement par charge ascendante eut pour résultat une charge d'amortissement plus petite dans les premières années de vie de la tranche, réduisant ainsi l'étendue des augmentations nécessaires de tarifs.

La Commission reconnaît que, durant la vie de service de Point Lepreau, les frais d'intérêt tomberont au fur et à mesure que le capital est recouvert et la dette repayée. Les frais d'amortissement (selon la méthode choisie) augmenteront, rendant par la même occasion le montant combiné de l'amortissement et de l'intérêt plus uniforme durant la vie de la centrale.

La Commission, par conséquent, accepte les raisons avancées par Énergie NB comme justifiant pleinement la décision d'appliquer l'amortissement par charge ascendante dans le cas de la Centrale nucléaire de Point Lepreau.

Aucune autre tranche additionnelle d'Énergie NB, entrant en service en une seule année, n'a approché le coût de Point Lepreau. Dans le cas de Mactaquac et de Coleson Cove, seule une partie de la tranche totale fut mise en service en une seule année (Transcription aux pages 1285 et 1286). "Tranche en service" inclut aussi le coût de plusieurs centrales hydrauliques et thermales, plusieurs lignes de transmission, un système de distribution étendu, et des catégories variées de tranches générales. L'apport d'un quelconque de ces actifs pour mise en service n'aurait pas, selon la Commission, signifié de problèmes majeurs de choc tarifaire.

La Commission reconnaît également que, dans le cas d'un nombre d'actifs de dimension raisonnablement importante et de dates différentes de mise en service, il est peu probable qu'il y ait de gros problèmes d'inégalité intergénérationnelle. Même si les charges reliées au capital pour ces actifs sont plus élevées durant les premières années de la vie de la tranche, la proportion de nouveaux et d'anciens actifs demeurera à peu près la même pour chaque génération de clients, et les coûts d'ensemble seront

répartis équitablement.

A la lumière de ces réflexions, la Commission conclut que l'usage de l'amortissement par charge ascendante pour Point Lepreau est fondé sur des critères rationnels et objectifs. Cependant, il n'y a pas de raison similaire d'appliquer l'amortissement par charge ascendante à aucun autre actif existant d'Énergie NB.

En même temps, la Commission reconnaît que l'augmentation des charges et l'inflation auront pour résultat que les nouveaux actifs prendront une importance croissante parmi les charges capitales d'Énergie NB. La Commission, par conséquent, considère qu'il lui sera peut-être approprié d'examiner la méthode l'amortissement proposée avant la date de mise en service de toute nouvelle grosse centrale.

Pour ce qui est des actifs existants d'Énergie NB autres que la Centrale de Point Lepreau, La Commission conclut que l'amortissement en ligne droite est la méthode appropriée.

PROCÉDÉS

Les procédés d'amortissement déterminent si, pour le but de calculer les charges d'amortissement pertinentes, les actifs seront traités individuellement ou comme faisant partie d'un groupe. C'est un processus à deux étapes. Premièrement, une décision est prise ou bien de traiter les actifs individuellement ou de les regrouper.

- (1) Le procédé par unité traite chaque actif comme une entité séparée. Il ne s'applique généralement qu'aux actifs majeurs tels que les centrales.
- (2) Le procédé en groupe consiste à rassembler les actifs de type et de durée prévue semblables en groupes homogènes. Chaque groupe est alors traité comme une entité individuelle.

Si le procédé de regroupement est adopté pour certains actifs alors il existe deux options.

- (1) D'après le procédé de vie moyenne, chaque actif faisant partie d'un groupe est présumé avoir une vie égale à la durée moyenne de vie du groupe.

(2) D'après le procédé de vie égale, les vies des actifs à l'intérieur d'un même groupe sont présumées différer selon une courbe de service appropriée. La charge d'amortissement est alors calculée de façon à recouvrer le coût de chaque actif du groupe avant la fin de sa propre vie de service. La charge calculée de cette façon est au début un peu plus élevée que la charge obtenue par le procédé de vie moyenne.

Témoignage d'Énergie NB

Énergie NB divise ses actifs en éléments individuels ou en groupes d'éléments de nature similaire. Les charges d'amortissement sont calculées séparément pour chaque élément ou groupe.

Pour les actifs de centrales, un groupe ne concernerait que les éléments présents dans une centrale particulière. Pour les actifs de transmission, un groupe concernerait les éléments reliés à une ligne particulière. Tous les actifs de distribution de nature semblable qui furent mis en service dans la même année formeraient un groupe. Par exemple, tous les transformateurs de 25 KVA installés durant une même année fiscale formeraient un groupe.

Énergie NB se sert du procédé de vie moyenne dans tous

les cas où elle a regroupé en unité les éléments qui sont mis hors-service ensemble.

M. Hawkins a témoigné que les procédés d'Énergie NB, maintenant informatisés, fournissent de bonnes données statistiques et permettent une comptabilité précise pour les actifs d'amortissement. (Transcription aux pages 1260-61).

Témoignage du GGC

Le GGC ne s'est pas opposé à la façon dont Énergie NB a divisé ses actifs dans le but de calculer l'amortissement.

Conclusions de la Commission

La Commission considère le choix des procédés d'amortissement d'Énergie NB approprié.

TECHNIQUE

Une technique d'amortissement contrôle la façon dont on fait les redressements pour reconnaître un changement dans la vie utile prévue d'un actif ou pour reconnaître le fait qu'un actif a été mis hors-service plus tôt que prévu. Techniques couramment utilisées:

- (1) durée restante; les redressements sont amortis sur les dépenses pendant la durée estimée de vie restante des actifs;
- (2) somme globale; les redressements sont reflétés en revenus pour l'année pendant laquelle ils sont faits, et
- (3) amortissement arbitraire; les redressements sont amortis sur les dépenses durant un nombre arbitraire d'années.

Témoignage d'Énergie NB

Énergie NB examine régulièrement la durée de vie utile de ses actifs. Chaque fois qu'une décision est prise d'augmenter ou de diminuer la durée de vie utile estimée d'un actif, Énergie

NB utilise la technique de durée restante pour faire le redressement. Cette méthode recouvre le coût non-amorti de façon uniforme durant le nombre d'années de durée utile, qui restent fondées sur la nouvelle estimation.

En ce qui concerne la mise en retraite prématurée d'un actif, Énergie NB se sert de la technique de la somme globale. Chaque fois qu'un actif est mis hors-service on fait un redressement sur le revenu de façon à refléter le bénéfice ou la perte nets. La valeur des éléments de récupération s'il y en a, est compensée par les coûts d'évacuation plus les coûts non-amortis restants pour déterminer la bénéfice ou la perte nets.

Avant 1972, Énergie NB se servait de la technique de durée restante pour les retraits prématurés d'actifs de distribution. Cependant, cette méthode avait conduit à une sous-estimation importante de la réserve d'amortissement. Pour cette raison, Énergie NB passa à la technique de la somme globale pour les retraites prématurées des actifs de distribution.

Témoignage du GGC

Le GGC ne s'est pas opposé à l'usage par Énergie NB de la technique de durée restante pour les redressements aux durées de vies utiles estimées de ses actifs. Cependant le GGC s'oppose

à l'usage par Énergie NB de la technique de la somme globale au moment de la mise hors-service prématurée des actifs.

Le GGC déclara que l'admission du bénéfice ou de la perte dans les exploitations au moment de la mise hors-service des actifs n'est pas traditionnelle pour les industries règlementarisées. La préférence du GGC est pour une technique qui parviendrait à l'équité intergénérationnelle en assurant que les bénéfices et pertes majeurs à la mise hors-service de la tranche n'influenceront pas l'établissement des tarifs d'énergie pour l'année durant laquelle ils se réalisent. (Document GGC 14, page 3)

Conclusions de la Commission

La Commission considère que l'usage de la technique de durée restante pour les redressements aux durées de vie utile estimée des actifs d'Énergie NB, est approprié. Cette technique amortit le redressement à la dépense d'une façon progressive et ordonnée.

Pour ce qui concerne la mise en retraite d'un actif plus tôt que prévu, la Commission remarque que deux situations différentes pourraient se présenter. L'une consiste à ce qu'un actif individuel ait été mis hors-service plus tôt que prévu tandis que d'autres actifs semblables restent en service. La seconde situation est celle où tous les actifs d'un type particulier sont

mis hors-service prématurément. Dans la seconde situation, on ne peut pas utiliser la méthode de durée restante. Dans la première situation, on peut utiliser la technique de durée restante mais cette méthode pourrait bien mener à une sous-estimation de la réserve d'amortissement comme c'est déjà arrivé à Énergie NB.

Cependant, la Commission a quelques inquiétudes sur l'usage de la technique de la somme globale. Si l'on appliquait cette technique sans discernement cela pourrait mener à des augmentations inutiles de tarifs. Pour ce qui est de cette inquiétude, la Commission remarque la déclaration suivante, concernant l'évacuation et la mise hors-service des actifs, faite par Énergie NB dans sa preuve pré-déposée:

"Si le bénéfice ou la perte au moment de la mise hors-service sont importants, Énergie NB considèrera reporter ou amortir le bénéfice ou la perte dans un délai ne dépassant pas cinq ans." (Document ÉNB 1, Annexe 7.9, page 18)

La Commission ordonne à Énergie NB, pendant 1991, de déposer auprès d'elle un rapport qui décrive les grandes lignes dont Énergie NB se sert pour déterminer quand le bénéfice ou la perte sont importants et le délai selon lequel tout amortissement se ferait.

Une seconde inquiétude de la Commission, c'est de savoir si l'usage de la technique de la somme globale peut de quelque

façon entraver la mise en service de vies utiles appropriées. Cette inquiétude est soulevée par un examen des charges de sommes globales faites au revenu, dues à la mise hors-service prématurée d'actifs de distribution.

Le Tableau 8 des Documents d'ÉNB 14, reproduit à la page suivante, montre qu'au cours des dernières années, la valeur fixée nette chargée à l'exploitation fut presque 20% de la dépense d'amortissement sur les actifs de distribution. Les charges à la dépense d'exploitation qui incluent l'amortissement et les déductions ont totalisé presque 120% du montant annuel d'amortissement basé sur la durée actuelle estimée de vie utile. La commission conclut qu'en moyenne, le capital est recouvré dans à peu près 83% de durée de service.

ACTIFS DE DISTRIBUTION

DÉPENSE D'AMORTISSEMENT ET VALEUR FIXÉE NETTE
(PROVENANT DES ACTIFS MIS HORS-SERVICE)

IMPUTÉES A L'EXPLOITATION

(EN MILLIERS DE DOLLARS)

<u>ANNÉE</u>	<u>AMORTISSEMENT</u>	<u>VALEUR FIXÉE NETTE</u>	<u>TOTAL</u>
73/74	3,142.4 \$	883.6 \$	4,026.0 \$
74/75	3,450.1	1,164.4	4,614.5
75/76	3,941.8	1,510.9	5,452.7
76/77	4,577.3	1,782.8	6,360.1
77/78	5,415.6	1,812.9	7,228.5
78/79	5,957.5	1,466.5	7,424.0
79/80	6,541.0	1,504.2	8,045.7

80/81	7,029.1	1,173.6	8,202.7
81/82	7,689.0	1,895.0	9,584.0
82/83	8,337.4	1,818.6	10,156.0
83/84	9,600.0	1,494.0	11,094.0
84/85	9,864.1	1,734.8	11,598.9
85/86	10,756.1	3,508.9	14,265.0
86/87	11,717.7	2,226.3	13,944.0
87/88	12,916.6	2,372.5	15,289.1
88/89	13,971.1	2,685.4	16,656.5
89/90	13,114.7	2,987.2	16,101.9

L'objectif établi par Énergie NB quant aux politiques est d'allouer le coût de ses actifs de façon systématique et rationnelle durant leur durée de vie utile estimée. Selon l'avis de la Commission, cet objectif correspond aux principes de réglementation. Cependant, la technique d'Énergie NB a pour résultat le recouvrement du capital en moins de temps que la durée de vie estimée parce que les déductions résultent en un recouvrement immédiat de tout montant non-amorti. Aucun actif n'est amorti sur une période plus longue que sa durée de vie estimée.

La Commission ordonne à Énergie NB, en 1991, de considérer lui faire un rapport sur les amendements possibles visant à éliminer ou à minimiser la tendance à recouvrer le capital de façon accélérée.

La Commission se réserve le jugement final sur le bien-fondé de l'usage fait par Énergie NB de la technique de somme globale pour la mise hors-service prématurée des actifs, jusqu'au

moment où elle aura eu la chance d'examiner les rapports qui doivent être déposés en même temps par Énergie NB, selon les directives reçues.

DURÉES DE SERVICE - AUTRES QUE POINT LEPREAU

Témoignage d'Énergie NB

Le témoignage d'Énergie NB pourrait de façon générale se résumer ainsi: ses estimations de durée de service sont calculées par son comité d'amortissement, composé de personnes hautement qualifiées dans ce domaine; quand on le juge nécessaire, on a recours à l'aide d'experts-conseils; tous les facteurs qui peuvent affecter la durée de service sont considérés; on examine les estimations à intervalles de cinq ans, et les durées de service qui résultent de ce processus sont donc appropriées.

Témoignage du GGC

Dans son témoignage, M. Tidby a déclaré qu'un jugement d'ingénieur n'est pas reconnu comme fondement de l'estimation des durées de service: "Il est fondé sur le jugement d'individus qui sont censés avoir une certaine expérience de la situation. Mais, comme méthode proprement dite, elle n'est pas généralement reconnue en tant que telle." (Transcription, page 1621). Il a recommandé l'analyse historique comme étant la meilleure base d'estimation des durées de service (Transcription, page 1621); il a émis l'hypothèse que l'information nécessaire pouvait être obtenue dans le cas d'Énergie NB (Transcription, page 1620); il a admis que les

résultats d'analyse devraient être sujets à modifications par d'autres facteurs (Transcription, page 1628); il a fait remarquer que dans le cas de l'étude d'Énergie NB sur l'amortissement, on n'avait fourni aucune analyse ou raisonnement concernant les modifications aux estimations d'ingénieurs sur les durées de service (Transcription, pages 1631-1632); il a suggéré que certaines contraintes imposées étaient arbitraires (Transcription, page 1635) et a déclaré que les sous-estimations de durées de service ne se conformaient pas aux objectifs déclarés d'Énergie NB (Transcription, page 1637).

La proposition du GGC, fondée sur les recommandations 2 et 3 du témoignage pré-déposé de M. Tidby, est la suivante:

"Que, comme prérequis aux augmentations de tarifs, la Commission exige d'Énergie NB qu'elle fournisse une étude détaillée des durées de service et une dispersion pour tous les actifs fondée sur une analyse historique, avec justification détaillée de chaque déviation des résultats de cette analyse." (Document GGC 18, page 1).

Conclusions de la Commission

La Commission remarque le commentaire de M. Tidby disant que dans le cas d'un nombre important d'entreprises au Canada "on ne possède pas la sorte d'information recueillie sur les mises hors-service" (Transcription, page 1619) qu'on pourrait s'attendre à trouver là où l'analyse historique est pratique courante. La

Commission comprend, par l'expression "information recueillie sur les mises hors-service" que l'âge de chaque actif à la date de sa mise hors-service est connu. Il est clair, d'après le témoignage de M. Hawkins que cette sorte d'information n'est pas disponible dans la plupart des cas de mise hors-service à Énergie NB.

Là où l'information est absente mais où les quantités de tranches installées et mises hors-service par année sont disponibles, la Commission comprend que des méthodes simulées peuvent servir à obtenir les estimations de durée moyenne et la dispersion. La mesure selon laquelle on peut se fier à de telles estimations dépend de l'ancienneté des dossiers, de la qualité des données, et de surplus, exige un nombre d'échantillons assez important pour être statistiquement valide.

La Commission, par conséquent, prévoit que l'analyse des données historiques ne s'appliquera pas universellement à la tranche d'Énergie NB. Le nombre de barrages, de turbines, de structures génératrices et de lignes de transmission mises hors-services est, par exemple, sans doute insuffisant à toutes fins d'analyse. Dans le cas d'autres actifs de centrales, il peut surgir des limitations dues à des délais trop courts ou à des dossiers peu fiables.

Néanmoins, il semble logique et raisonnable de se servir de

n'importe quel moyen disponible pour estimer les durées de service. La Commission, par conséquent, conclut qu'il est approprié pour Énergie NB de se servir d'analyses statistiques de données historiques le plus possible, dans les limites du bon sens.

Il y eut consensus général que les durées de vie des actifs sont affectées par des considérations autres que la durabilité; et que des facteurs tels que la désuétude, l'efficacité économique, et les actes de l'autorité publique sont aussi des facteurs de mortalité, et qu'en conséquence, les durées de service fondées sur des données historiques ou des estimations d'ingénieurs peuvent exiger des modifications. L'inquiétude de M. Tidby au sujet des redressements faits par Énergie NB était qu'ils semblaient arbitraires, et s'il y avait eu une base rationnelle pour ces changements, ceux-ci n'ont pas été dévoilés dans l'étude d'Énergie NB sur l'amortissement.

La Commission conclut qu'une explication complète et par écrit de la raison et de l'étendue de chaque redressement ou limitation de durée de service sera nécessaire dans les études futures sur l'amortissement.

Le témoignage de M. Tidby a soulevé la possibilité que les durées de vie présentement utilisées par Énergie NB sont trop courtes. La Commission prend connaissance du témoignage de M.

Hawkins qui déclare que les actifs complètement amortis qui sont encore en service constituent seulement 1.6% des tranches en service. Si on garde à l'esprit la dispersion impliquée par les déductions apparentes dans le document Énergie NB 14, Tableau 8, la Commission conclut que les durées de vie présentement en usage ne sont pas sous-estimées et pourraient en réalité être surestimées.

La Commission remarque que la prochaine étude d'Énergie NB sur l'amortissement doit être terminée en 1992. En attendant que cette étude soit terminée et examinée, la Commission est d'avis que les taux d'amortissement actuels d'Énergie NB sont acceptables aux fins de détermination des tarifs.

DURÉE DE SERVICE - CENTRALE DE POINT LEPREAU

Témoignage d'Énergie NB

Une centrale nucléaire de 630 MW CANDU fut construite à Point Lepreau et entra en service en 1983. La centrale a une histoire de fonctionnement remarquable et se classe parmi les dix meilleurs reacteurs du monde.

M. Hawkins a discuté à l'audience le concept de durée de vie d'une installation, de durée des composantes et de durée combinée (Transcription, pages 1230-1236). La durée de vie d'une installation est la durée maximale associée à un certain actif. Elle représente la durée utile maximale pour une certaine installation et aucune composante associée à cette installation ne peut avoir une durée utile plus grande que la durée de l'installation. Cependant, certaines composantes de l'installation ont des durées utiles plus courtes que la durée de l'installation. Par exemple, la centrale de Point Lepreau a une durée comme installation de 31 ans tandis que certaines composantes de la centrale ont des durées utiles de 10, 15 ou 20 ans. Chaque composante de la centrale de Point Lepreau est amortie sur la base de sa propre durée de vie utile. La somme de toutes ces charges individuelles d'amortissement représente l'amortissement annuel total de Point Lepreau. La durée combinée de Point Lepreau est

calculée en divisant le coût d'origine de Point Lepreau par la charge d'amortissement annuelle totale. La durée combinée de Point Lepreau est de 30 ans.

M. Hawkins a témoigné que cette estimation est encore considérée comme étant actuellement appropriée. Cependant on prévoit une étude des durées des composantes qui sera terminée en 1992.

Témoignage du GGC

Le témoignage de M. Tidby exprimait en général l'idée que la durée de service assignée est trop courte; que Hydro-Ontario utilise une durée de vie de 40 ans; qu'en raison de son expérience étendue des centrales nucléaires, l'estimation de durée de service faite par Hydro-Ontario est le meilleur guide disponible; et qu'une augmentation de la durée de vie utile de Point Lepreau aurait pour résultat des réductions importantes dans les coûts de service.

En s'appuyant sur le témoignage de M. Tidby, le GGC fit la recommandation suivante:

- "1. Que, comme exigence pour les augmentations de tarifs, la Commission ordonne à Énergie NB de fournir une étude détaillée de l'amortissement de la centrale de Point Lepreau, fondée sur:
 - a) l'expérience de fonctionnement et la condition physique de la centrale, et

- b) des comparaisons avec les centrales CANDU de l'Ontario avec une explication complète de tous les facteurs considérés.
2. En attendant que cette étude soit terminée, la Commission ne pourrait permettre d'amortissement que sur le modèle des méthodes utilisées par l'Ontario pour ses centrales CANDU.
 3. Que le montant d'amortissement autorisé, fondé sur le modèle ontarien devrait être appliqué au moment de déterminer la récente demande d'Énergie NB d'augmentation temporaire des tarifs."

(Document GGC 18, page 2)

Conclusions de la Commission

La Commission remarque que les durées de vie utile assignées aux diverses composantes de la Centrale de Point Lepreau exercent une influence considérable sur le coût des services d'Énergie NB. Par exemple, il se produirait une réduction considérable dans les dépenses d'amortissement avec également d'autres réductions de dépenses, si l'on amortissait surplus présent dans la réserve d'amortissement et qu'on diminuait les coûts de déclassement et d'évacuation du combustible irradié, ces coûts étant associés à toute augmentation notoire de la durée de vie utile de Point Lepreau.

On ne s'oppose pas au bien-fondé et au besoin d'une étude sur l'amortissement pour Point Lepreau. La Commission remarque que, selon la politique d'Énergie NB qui demande une étude

quinquennale, une telle étude est nécessaire depuis longtemps. La Commission considère que l'étude sur l'amortissement pour Point Lepreau devrait recevoir la plus haute priorité et que l'étude terminée devrait être déposée auprès de la Commission pas plus tard qu'à la fin de 1992. Le problème est de décider si les estimations présentes de durées utiles devraient être conservées pour l'élaboration des tarifs en attendant les résultats de cette étude.

La proposition du GGC semble juger d'avance le résultat de l'étude prévue. La Commission manque de fondement suffisant pour porter un tel jugement et conclut donc que les estimations actuelles de durées utiles pour les composantes de la Centrale de Point Lepreau seront acceptables pour déterminer les tarifs en attendant que l'étude sur l'amortissement soit terminée.

La Commission s'attendra à ce qu'Énergie NB, dans cette étude, traite la question de l'expérience de fonctionnement et de la condition physique de la centrale et fasse des comparaisons avec les centrales d'Hydro-Ontario, mais elle s'abstient d'ordonner à Énergie NB de fonder son étude sur ces facteurs, comme le propose le GGC.

Le témoignage d'Énergie NB a montré que la durée de vie d'une centrale peut être prolongée grâce à des réparations et à des remplacements et que l'efficacité économique de la centrale est une

considération importante quand il s'agit de justifier les dépenses nécessaires. La Commission, par conséquent, reconnaît que des facteurs autres que la durée physique des actifs de la centrale peuvent avoir des répercussions distinctes sur les conclusions auxquelles on arrive.

L'une des composantes essentielles de la Centrale de Point Lepreau, ce sont les canaux de combustible, et il y eut une discussion prolongée pour décider quand ils devront être enlevés et remplacés. Ces deux aspects: le moment de l'enlèvement et du remplacement, et le montant de temps nécessaire pour le faire, sont importants parce qu'ils affectent le coût associé à cette activité. Énergie NB est en train d'examiner les techniques utilisées par Hydro-Ontario pour prolonger la durée de vie de ses canaux de combustibles, afin de voir si ces techniques peuvent être adoptées et utilisées au Nouveau-Brunswick. M. Hawkins discuta des redressements qu'on devrait opérer s'il devenait possible d'adopter avec succès les procédés d'Hydro-Ontario (Transcription, pages 1571-1572). La Commission ordonne à Énergie NB de déposer auprès de la Commission, quand l'étude sera terminée, toute l'information pertinente y-compris ses conclusions et recommandations concernant l'enlèvement et le remplacement des canaux de combustible. Cette information peut être déposée en confidence, conformément à la section 7.1 de la Loi sur les Entreprises de Service Public, si tel était le désir d'Énergie NB.

COÛTS COMMUNS

La Commission remarque, d'après le document ÉNB 16, que les coûts communs reliés à la centrale Lepreau comprennent une partie relativement minime du coût total (plus de 1.4 milliards de dollars) de la centrale à la date de mise en service, mais que la valeur en dollars est substantielle. On remarque aussi, d'après le témoignage de M. Hawkins, que l'emplacement fournit des installations communes pour deux réacteurs. Cependant, le montant total des coûts communs est imputé au seul réacteur existant. Pourtant, M. Hawkins a aussi témoigné qu'en ce qui concerne la centrale de Coleson Cove, les coûts communs étaient enregistrés séparément. Ces coûts n'ont pas été imputés entièrement à la première tranche. Soixante pour cent des coûts communs furent imputés à la première tranche et les quarante pour cent restants furent imputés à la deuxième. La Commission comprend que la Centrale de Belledune, présentement en cours de construction, aura aussi des installations communes qui, à l'avenir, seront partagées entre 2 tranches ou plus. La Commission s'attend à ce que le coût de ces installations communes soit partagé équitablement par chacune des tranches. Donc la Commission ordonne à Énergie NB de déposer auprès de la Commission son plan de recouvrement des coûts communs qui seront associés à Belledune.

RETOUR DES ACTIFS AU SERVICE

A l'occasion, Énergie NB met certains actifs hors-service, les rénove et les remet en service. M. Hawkins a témoigné que ces actifs sont déduits au moment de leur enlèvement; qu'ils sont traités comme de nouveaux actifs après leur rénovation et qu'ils reçoivent un coût capital égal au coût capital moyen des nouveaux éléments de même catégorie. Il a décrit la méthode comptable comme encourageant la récupération de matériel défectueux quand cela s'avèra économique (Transcription, pages 1538-1557). M. Hawkins a préparé un tableau, comme exemple, en se servant de la récupération d'un transformateur, pour illustrer la méthode comptable. Une colonne supplémentaire fut ajoutée plus tard à ce tableau et le tableau modifié fut introduit comme document CESP 7.

La Commission est inquiète que le coût capital attribué à la tranche renouvelée n'est pas, en général, son coût d'origine. Cette pratique est contraire à la base usuelle de capitalisation des actifs d'entreprises de service public. De plus, si la récupération est économique, le coût d'origine de la tranche renouvelée doit être égal ou inférieur au coût d'une tranche neuve. Ainsi, la méthode d'Énergie NB a pour résultat un crédit estimé porté à la dépense au moment de la rénovation et une charge aux usagers par la suite. De l'avis de la Commission, seuls les coûts réels devraient être capitalisés et recouvrés par l'amortissement

et il n'est pas approprié de traiter les coûts estimés de cette manière.

La Commission reconnaît le bien-fondé de la récupération des actifs usagés du moment que l'efficacité économique en est rehaussée. La Commission accepte aussi qu'on peut avoir besoin de créer des encouragements pour s'assurer que les bonnes occasions ne soient pas négligées. Cependant, les encouragements qui n'affectent pas les coûts capitaux sont, selon la Commission, préférables et facilement disponibles.

Par conséquent, la Commission exige qu'Énergie NB n'enregistre et ne capitalise que les coûts réels concernant la récupération d'actifs.

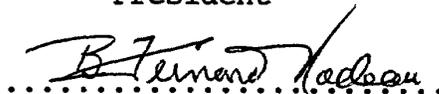
ROUTINE ADMINISTRATIVE

La Commission envisage que l'efficacité dans le processus de réglementation aussi bien que dans les tâches administratives d'Énergie NB sera mieux desservie par l'existence, en tout temps, d'un ensemble approuvé de taux d'amortissement qui servirait aux études de coûts des services pour appuyer les demandes de tarifs. Pour s'assurer que ce soit fait, la Commission ordonne à Énergie NB de déposer auprès d'elle les détails concernant les taux d'amortissements dont elle se sert actuellement. De plus, Énergie NB doit déposer auprès de la Commission les détails concernant tout changement apporté aux taux d'amortissement y-compris les raisons expliquant ces changements.

FAIT en la "City of Saint John" (N.-B.), ce 16ième jour
de juillet, 1991.



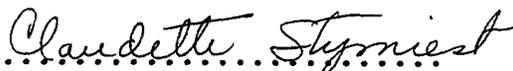
.....
David C. Nicholson
Président



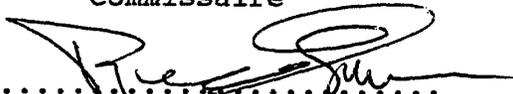
.....
B. Fernand Nadeau
Vice-Président



.....
J. E. Stevens
Commissaire



.....
Claudette Stymiest
Commissaire



.....
Raymond Gorman
Commissaire