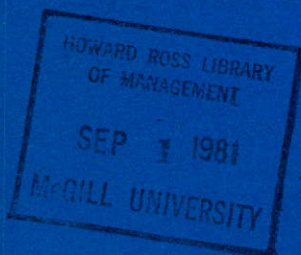


C

RAPPORT ANNUEL '75



LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

La Couverture

Le montage de photographies présenté sur la couverture symbolise les besoins énergétiques de plusieurs industries caractéristiques du Nouveau-Brunswick telles que la pêche commerciale, le commerce de détail, la construction navale et l'industrie des pâtes et papiers.

Rapport Annuel 1975

Table des matières	Page
Organigramme.....	2
Commentaires du président	3
Exploitation.....	4
Consommation.....	6
Finances.....	8
Bilan	9
Etat de la production et des ventes.....	21
Accroissement des immobilisations	22
Régime du personnel	24
Planification.....	25
Aménagements énergétiques.....	26
Facteurs du milieu	28



THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION
LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

OFFICE OF THE CHAIRMAN
BUREAU DU PRÉSIDENT

527 KING STREET
FREDERICTON, N.B.
E3B 4X1

le 23 juin 1975

A son honneur
L'honorable H. J. Robichaud
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Qu'il plaise a votre honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi
sur l'énergie électrique, chapitre 41 des Lois du
Nouveau-Brunswick de 1961-62, le rapport annuel pour
l'année terminée le 31 mars 1975.

Respectueusement soumis,

A. Edison Stairs, président
Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

Organigramme

La Commission

L'honorable A. Edison Stairs, *Président*

M. Louis E. Landry, *Vice-président*

Mme Owen Smith, *Commissaire*

M. Jack P. Ensor, *Commissaire*

M. Hugh Morris, *Commissaire*

M. Wilson Weldon, *Commissaire*

M. P. J. Burns, *Secrétaire*

M. A. J. O'Connor, *Directeur général*

M. L. D. Corbett, *Adjoint au directeur*

M. W. A. Williamson, *Trésorier*

M. G. H. D. Ganong, *Génie et Construction*

M. F. C. MacLoon, *Aménagement des réseaux d'énergie et Exploitation*

M. B. J. MacMillan, *Approvisionnements et Services*

M. H. V. McIntyre, *Régime du personnel*

M. R. A. Toner, *Distribution et Commercialisation*

De gauche à droite: Jack P. Ensor, Hugh Morris, Louis E. Landry, l'honorable A. Edison Stairs, A. J. O'Connor, Mme Owen Smith, Wilson Weldon, P. J. Burns.



Il me fait plaisir d'avoir à commenter sur le succès remarquable, durant cette année, des activités de la Commission et de ses efforts pour assurer une alimentation énergétique continue et économique qui réponde aux besoins et permette l'expansion de la province.

Durant la présente époque de la montée en flèche des coûts, il est essentiel que les barèmes de tarifs pour nos abonnés s'harmonisent d'une façon réaliste avec les coûts actuels de production énergétique. Les tarifs de la Commission résultent d'une exploitation efficace au point de vue technologique et sont conçus afin d'entrer en concurrence au niveau régional avec les autres sources énergétiques. Les augmentations de tarifs peuvent être réduites au minimum en surveillant de près la productivité et en établissant une stratégie de production et de distribution d'énergie. La Commission a la réputation enviable d'atteindre ses objectifs à ce point de vue.

En ce qui a trait à ses objectifs financiers, les buts de la Commission sont

modestes. Elle doit pouvoir fonctionner d'une façon sûre et méthodique afin de remplir ses engagements envers ses abonnés et ses employés et afin de pouvoir se procurer des fonds suffisants pour son programme d'expansion. A ce point de vue, son principal objectif est d'obtenir, des gains réalisés par l'exploitation, au moins 10% des fonds requis, le reste provenant de l'émission de débentures à long terme.

Durant l'année qui vient de se terminer, une augmentation continue du nombre des abonnés fut remarquée. En plus de l'augmentation du nombre d'utilisateurs, toutes les catégories ont consommé plus d'énergie. Durant les dix dernières années, cette augmentation continue de la demande au Nouveau-Brunswick donna une moyenne de 11.4%. On prévoit une augmentation moyenne de 8.3% durant les dix prochaines années, celle-ci étant plus élevée au début et plus basse à la fin de cette période.

Etant donné l'augmentation prévue de la demande et afin de compenser pour la cessation, en 1976, de la large tranche d'énergie souscrite provenant de l'Hydro-Québec, l'aménagement de nouvelles installations s'impose afin de faire face à cette demande croissante de la part d'une économie provinciale en expansion.

Au cours de l'année, un programme varié d'expansion énergétique fut

annoncé pour la prochaine décennie. Ce programme, comprenant un groupe générateur nucléaire CANDU, vise à assurer une production sûre et économique, qui favorisera la création d'emplois et les possibilités d'expansion à l'intérieur de la province.

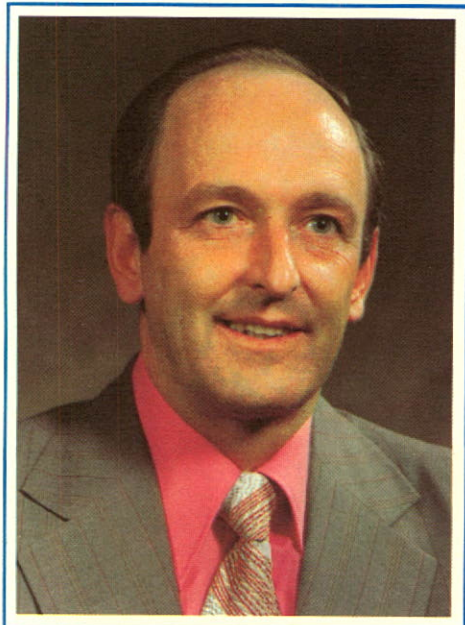
La Commission s'efforce de faire face à ces exigences en développant, autant que possible, les sources d'énergie de la province, tout en préservant l'environnement naturel et le style de vie qui nous est propre. Abonnés comme employés sont incités à enrayer le gaspillage de nos ressources énergétiques en les utilisant de la manière la plus efficace et la plus sage.

Les détails de l'exploitation et les résultats financiers de l'année se trouvent ailleurs dans ce rapport.

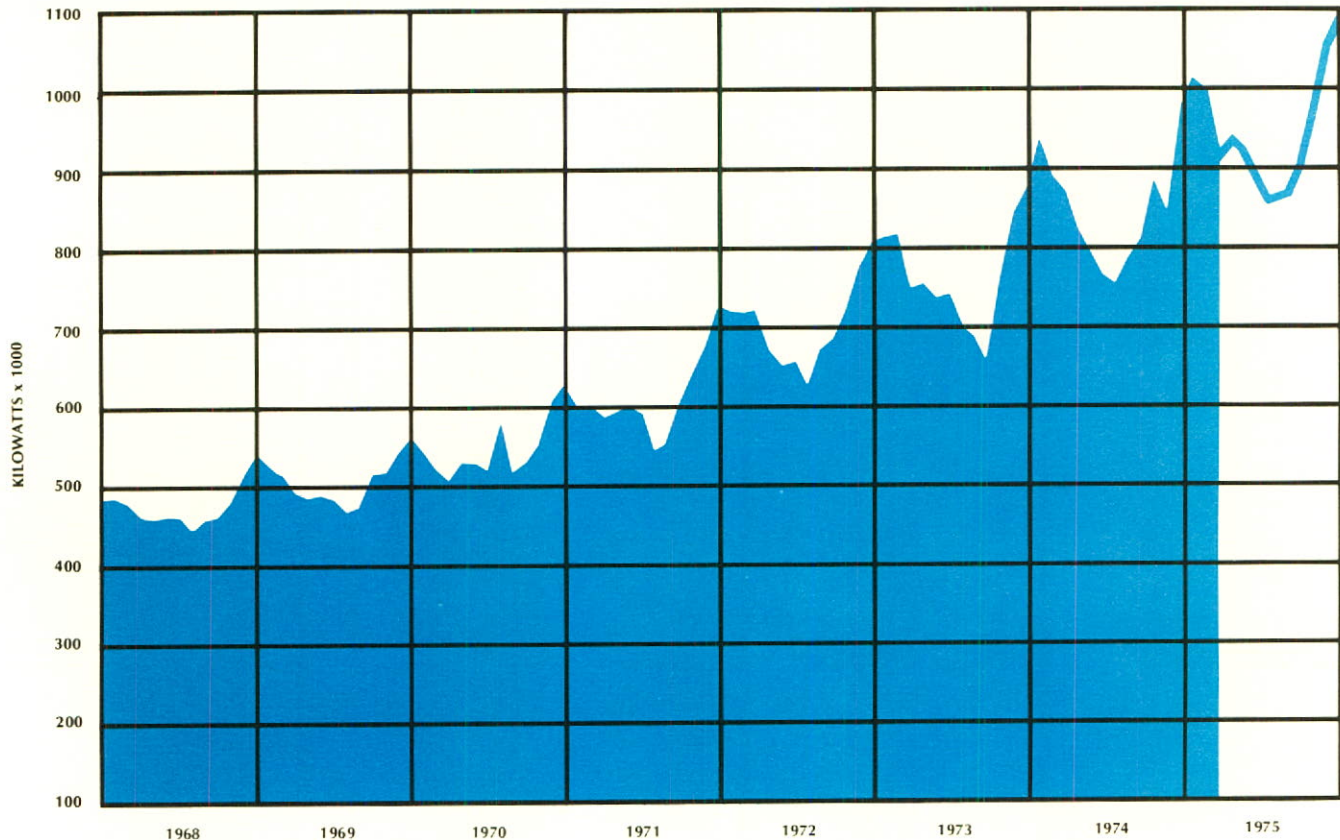
Les succès de l'exploitation cette année peuvent être attribués, en grande partie, aux efforts soutenus des commissaires, de la direction et du personnel. La façon compétente dont ils se sont acquittés de leurs fonctions est une preuve de leur efficacité habituelle et ils méritent la plus haute estime, y compris la mienne.



A. EDISON STAIRS
Président



**Demande nette en KW (dans la province)
pointes mensuelles—production horaire
(doublée en 7 ans)**



La Commission a enregistré une pointe brute de 1,437,260 kilowatts le 19 décembre 1974 suivie, le mois suivant, soit le 20 janvier 1975, d'une puissance maximale appelée de 1,029,655 (y compris la production au diesel à Grand Manan).

La production des centrales hydroélectriques s'est élevée à 2,186,343,300 kilowattheures, soit une diminution de 17.9% comparativement à l'année dernière. Cette condition résultait d'un débit de l'eau inférieur à la moyenne pour l'année.

La production de toutes les centrales thermiques s'est chiffrée à 2,565,716,508 kilowattheures, soit une diminution de 7.4% par rapport à l'année dernière par suite notamment d'interruptions de courant consécutives à des pannes d'équipement thermique.

Les achats d'énergie provenant de toutes les sources ont atteint le chiffre

record de 3,780,177,562 kilowattheures, ce qui représente une augmentation de 35.9% par rapport à la période de douze mois précédente. La Commission a négocié l'achat d'une charge considérable dans la région de Dalhousie en provenance directement de l'Hydro-Québec par le convertisseur haute tension de courant continu de Eel River. Cela a permis l'importation de 40,000 kilowatts supplémentaires par interconnexion, ce qui donne une capacité totale de 450,000 kilowatts dans des conditions normales de fonctionnement. Sans cette ressource, il aurait été impossible de répondre aux demandes de pointe de l'hiver.

La première des deux lignes de 345,000 volts entre les stations terminales de Coleson Cove et de Keswick a été achevée durant l'année et mise en service à temps pour contribuer à l'alimentation des charges de pointe dans

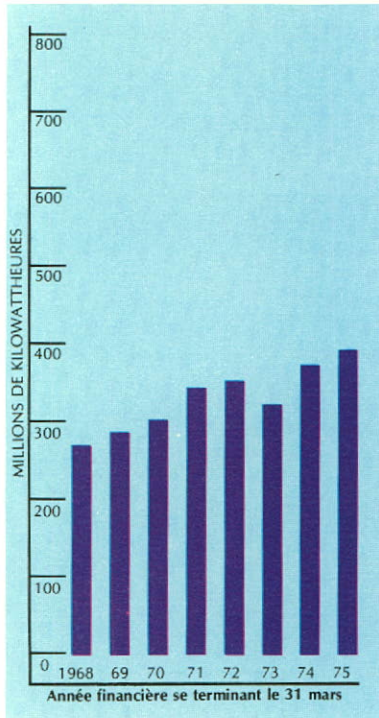
la région de Saint-Jean durant la période critique de l'hiver.

L'exploitation et l'entretien du système de distribution s'est accompli dans des conditions normales à travers la province au cours de l'année, malgré l'augmentation anormale de la charge sur les lignes d'apport de distribution dans les régions de la province en cours de croissance rapide. Cette situation a exigé un contrôle serré.

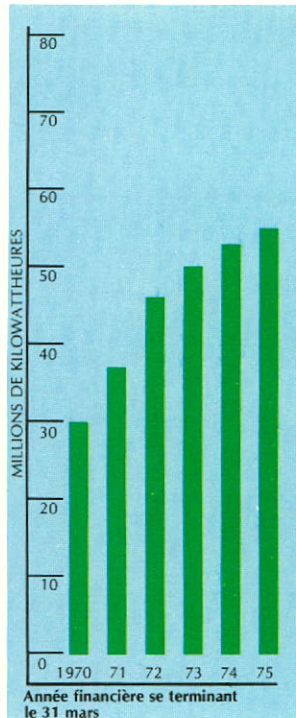
Des tempêtes violentes et d'autres circonstances ont occasionné certaines interruptions de courant peu communes. Par exemple, en juin 1974 une ligne de transmission sur la partie navigable de la rivière Miramichi à Middle Island près de Chatham fut brûlée et une section tomba à l'eau. Les employés dépêchés sur les lieux ont effectué les réparations en dix-huit heures, malgré les difficultés causées par les marées, et ce, sans que les abonnés aient beaucoup à en souffrir.

Principaux abonnés industriels

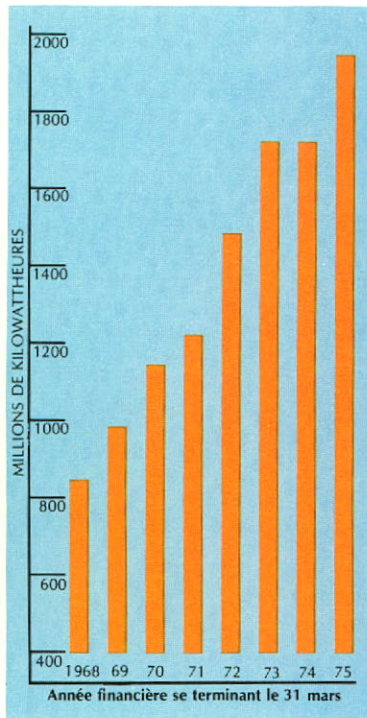
kWh utilisés par année.
Industrie minière
du Nouveau-Brunswick



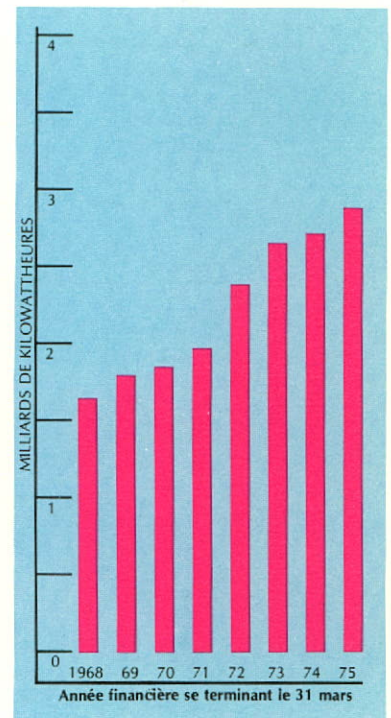
kWh utilisés par année.
Industrie alimentaire
du Nouveau-Brunswick



kWh utilisés par année.
Industrie de transformation du bois
du Nouveau-Brunswick



Total des ventes aux industries
en milliards de kilowattheures

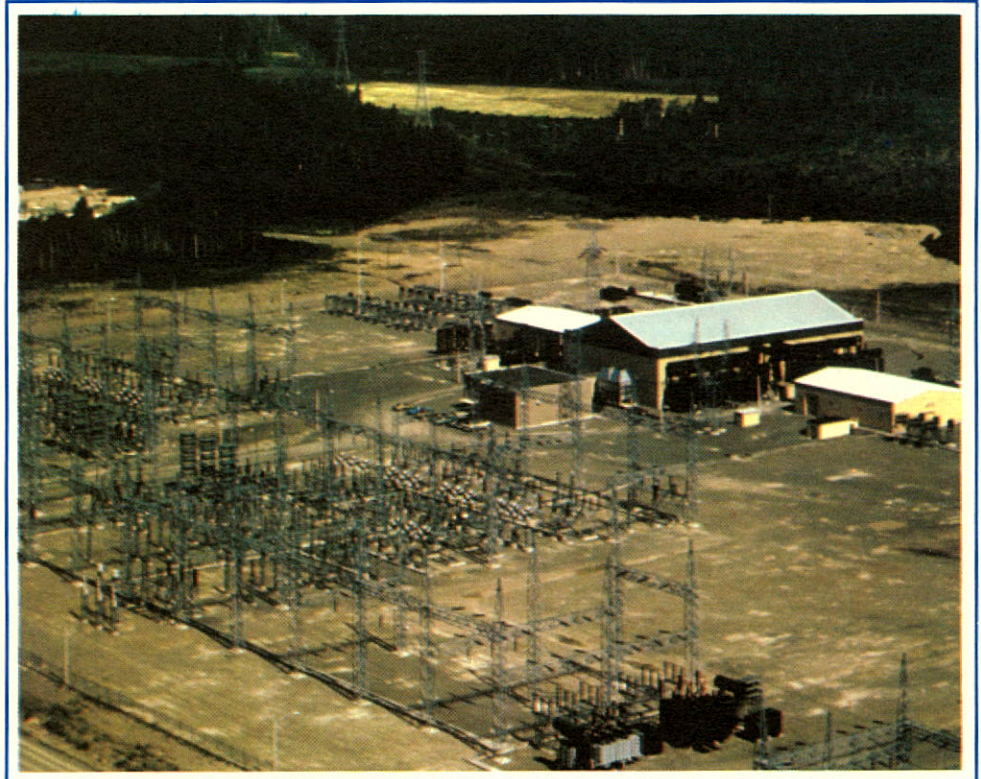


Le poste convertisseur HTCC de Eel River, près de Dalhousie, démontra clairement l'importance des interconnexions pour l'approvisionnement énergétique durant les périodes de pointe.

Une forte tempête survenue en octobre a causé des pannes dans la plus grande partie de la province, en particulier dans les régions du sud et du sud-est. De nombreux abonnés ont été privés de courant pendant un certain temps, surtout là où les poteaux furent brisés et où les dégâts furent plus considérables.

Afin d'assurer un meilleur service aux abonnés, la Commission a poursuivi durant l'année la formation et le regroupement des employés de service de la Division de la distribution et de la commercialisation. Dans l'exécution de ces fonctions, des régions bien déterminées ont été réservées à ces employés.

Le 1er janvier 1975, les abonnés industriels subissaient une augmentation de tarif d'environ 10%. Il s'agissait de la première augmentation du tarif industriel depuis l'introduction de cette classification en 1961. Un peu plus de 900 abonnés se trouvaient touchés par cette augmentation. Au même moment, on annonçait une augmentation de 9% du tarif applicable à l'éclairage des rues, augmentation qui doit entrer en vigueur le 1er janvier 1976.



Consommation

Le nombre total de kilowattheures vendus dans la province a augmenté de 10.2% soit à peu près 500 millions de kilowattheures de plus comparativement à l'année dernière. Une augmentation des ventes de 19.7% dans la catégorie résidentielle, de 12.5% dans la catégorie commerciale et de 5.7% dans la catégorie industrielle contribua à cette croissance.

Toutefois, le nombre total de kilowattheures vendus par la Commission n'augmenta que de 1.8%,

les ventes à l'extérieur ayant diminuées de 14.7% à la suite d'une diminution du nombre de contrats de vente ainsi que du montant d'énergie excédentaire disponible.

Le nombre de chauffe-eau loués a augmenté de 7,771 portant ainsi le total à 53,295 au 31 mars 1975. Le nombre de lumières "sentinelles" louées aux abonnés de la Commission a augmenté de 2,010 portant ainsi le total à 14,040.

Le nombre des unités de logement desservies par la Commission qui sont

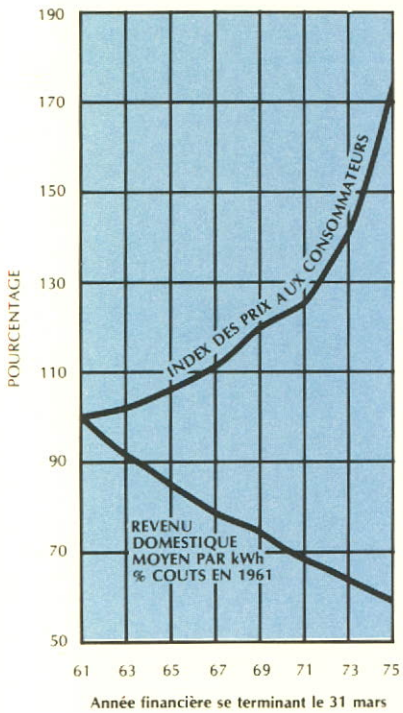
chauffées à l'électricité a augmenté de 2,187 portant ainsi le total à 10,469. Ceci comprend une augmentation de 30.5% des résidences uni-familiales et de 7.1% des appartements utilisant le chauffage électrique.

De nouveau, cette année, nous avons insisté sur les services à l'abonné, mettant à leur disposition des renseignements au sujet de l'utilisation sage et efficace de l'électricité, selon la philosophie de commercialisation de la Commission.

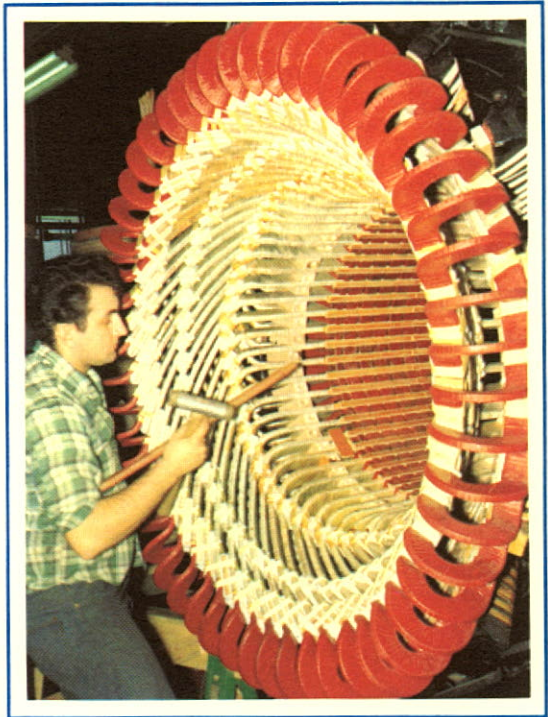
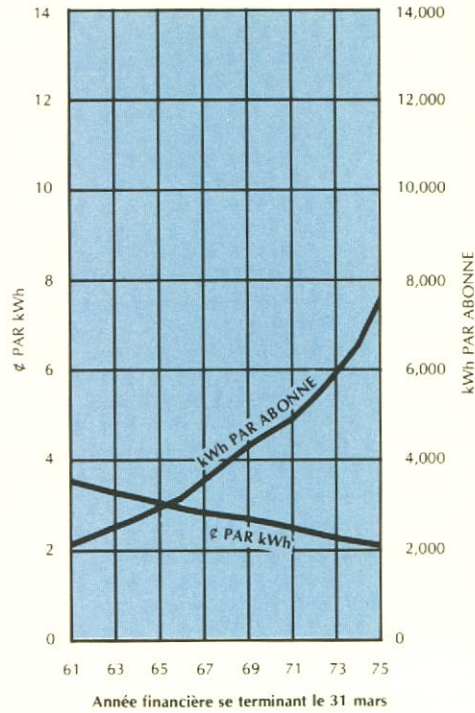
La Commission approvisionne indirectement en électricité la cité de Saint-Jean, par la vente en bloc.



USAGERS RESIDENTIELS
Index des prix aux consommateurs contre
revenu unitaire
 (à l'exclusion du redressement—combustible)
 1961 = 100%

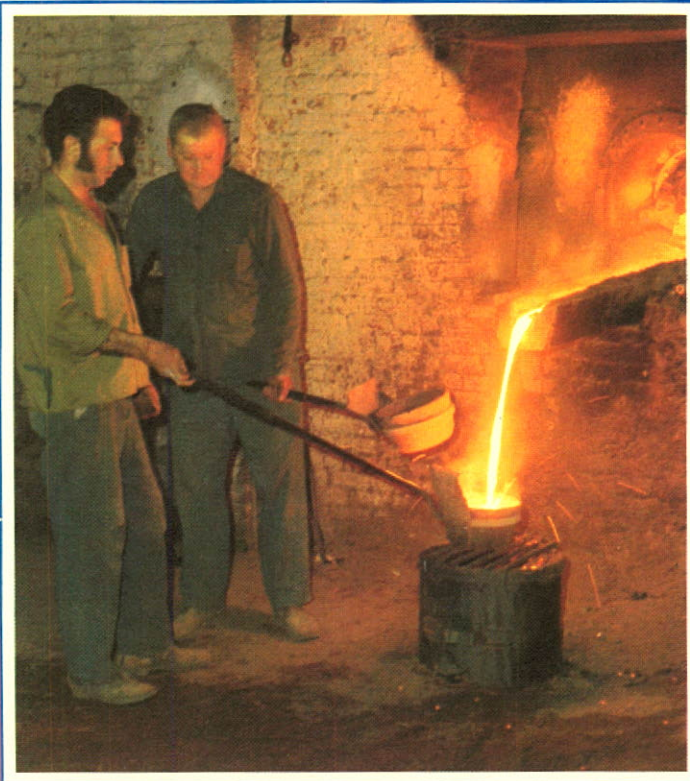


USAGERS RESIDENTIELS
Revenu unitaire contre moyenne annuelle de
kWh consommés par abonné
 (à l'exclusion du redressement—combustible)



Rebobinage d'un turbo-générateur au centre d'entretien de Westinghouse Canada Ltée, à Moncton.

Coulage de pièces en fonte de fer pour répondre à une reprise de la demande pour des poêles à bois à l'usine métallurgique Entreprise, à Sackville.

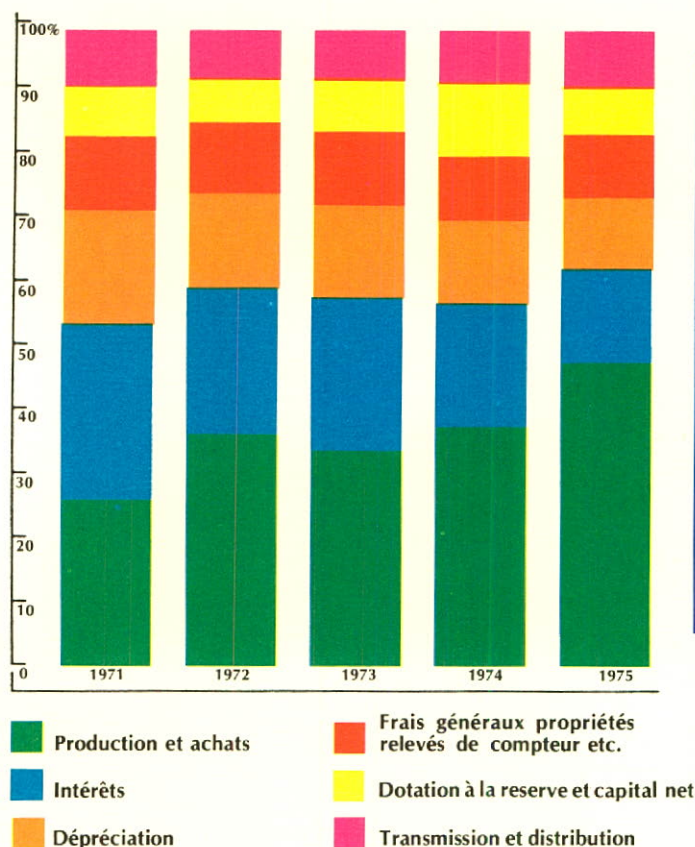


Triage de pommes de terre à l'usine McCain de Florenceville.



Répartition des revenus

Année financière terminée le 31 mars



Faits saillants

	1975	1974
Revenu global	\$114,354,307	\$94,356,286
Dépenses et crédits alloués	107,048,113	91,483,972
Impôt foncier et taxe d'affaires	1,168,740	1,049,851
Taxes provinciales sur les ventes	1,167,124	1,058,444
Traitements et setaires	25,861,515	20,279,514
Avoirs fixes y compris projets d'immobilisations en cours	680,407,912	550,411,041

Finances

Le revenu global s'élève à \$114,354,307 soit une augmentation de 21.2% par rapport à l'année dernière.

Une tendance marquée vers l'utilisation de l'électricité comme moyen de chauffage continua de contribuer à l'augmentation du revenu, malgré une diminution du nombre de maisons construites. Le revenu provenant de nos principaux clients industriels est un peu moins élevé que prévu, à cause de l'état du marché dans le secteur forestier de l'économie et d'une diminution des activités de l'industrie minière.

Le nombre total de kilowattheures vendus par les interconnexions a diminué depuis l'année dernière, une des raisons étant le faible débit du fleuve Saint-Jean.

Les coûts directs de production d'énergie et de dispensation des services ont augmenté de 49.4%, la plus grande partie de cette augmentation étant due aux coûts du combustible.

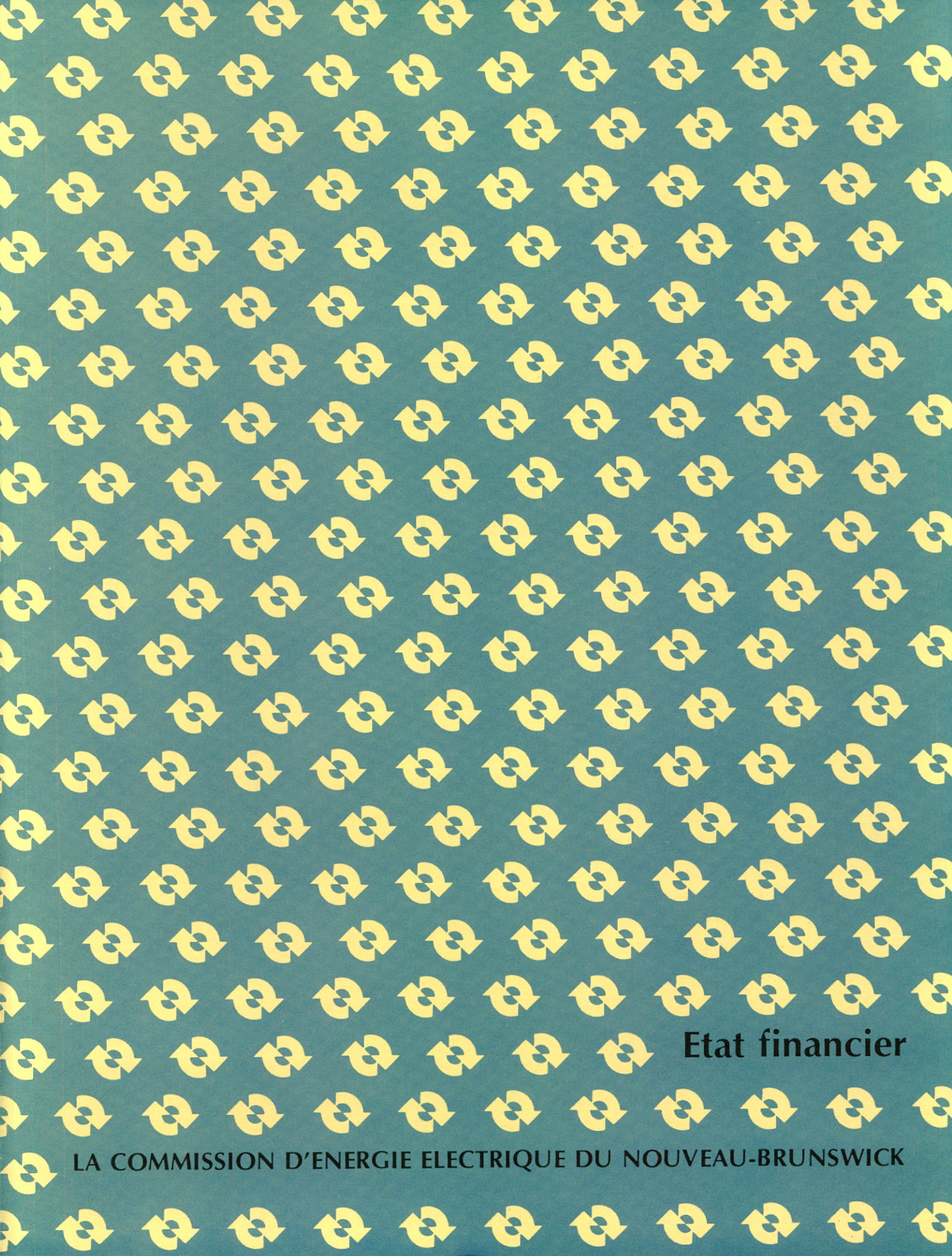
Le premier janvier 1975, les tarifs industriels ont augmenté d'à peu près 10%. Le prix élevé du combustible continua d'influencer le revenu global,

une somme de \$8,082,063 ayant été perçue de tous les usagers, en vertu du redressement-combustible, afin de compenser cette augmentation.

Le débit de l'eau étant généralement en dessous de la moyenne durant l'année, la somme de \$2,630,072 provenant de la réserve de péréquation, fut créditée au compte de la division de l'exploitation. Suite à ce redressement, le revenu net de la Commission s'élevait à \$11,136,546.00. De ce montant, \$2,733,073 fut attribué à la réserve pour fluctuations dans les conditions hydrauliques et \$1,097,297 à la réserve pour assurance. Il resta alors une somme de \$7,306,194 à ajouter aux gains conservés dans l'entreprise qui étaient de \$10,057,446 au début de l'année. La réserve pour éventualités, soit \$20,357,872 fut aussi ajoutée à ce compte, donnant ainsi un total de \$37,721,482 à la fin de l'année. Il ne reste donc que deux comptes de réserves: la réserve pour fluctuations dans les conditions hydrauliques, soit \$11,900,000 et la réserve pour assurance, soit \$4,642,763.

Ce fut l'année la plus coûteuse de l'aménagement de la centrale de Coleson Cove, nécessitant une mise de fonds substantielle. La vente de trois émissions de débentures à long terme, s'élevant à \$150,000,000 a été bien accueillie. Une première émission eut lieu aux Etats-Unis le premier avril 1974 et se composait de débentures à 8 3/4% échelonnées sur 30 ans et totalisant \$50 millions. La deuxième émission eut lieu au Canada le premier octobre 1974 et se composait de débentures à 11% échelonnées sur 25 ans et totalisant \$25 millions. La troisième émission eut lieu aux Etats-Unis le 15 janvier 1975 et se composait de débentures à 10% échelonnées sur 30 ans et totalisant \$75 millions.

Les crédits de banque de la Commission s'élèvent maintenant à \$27,500,000 étant donné la nécessité d'investissements additionnels. Ces crédits permettront une plus grande souplesse dans la planification du meilleur usage à faire des bénéfices disponibles.



Etat financier

LA COMMISSION D'ENERGIE ELECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Etat Financier

Rapport des vérificateurs.....	11
Bilan.....	12
Etat des résultats.....	14
Etat des bénéfices conservés dans l'entreprise.....	15
Etat de l'évolution de la situation financière.....	16
Notes aux états financiers	17

Rapport des vérificateurs

TOUCHE ROSS & CO.

BRUNSWICK HOUSE
44 PRINCE WILLIAM STREET
P.O. BOX 549
SAINT JOHN, N.B. E2L 4A4
(506) 657-5240

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

L'honorable Richard B. Hatfield
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton, N.-B.

Monsieur,

Nous avons examiné le bilan de la Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1975 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière pour l'exercice clos à cette date. Notre examen a compris une revue générale des méthodes comptables et les sondages des livres et des pièces justificatives que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers exposent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars, 1975 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice clos à cette date, conformément aux principes comptables généralement admis, appliqués suivant les mêmes modalités qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross & Co.
Comptables agréés

Saint-Jean, N.-B.
le 18 juin 1975

ACTIF

	<u>1975</u>	<u>1974</u>
IMMOBILISATIONS		
Propriétés et outillage, au prix coûtant, moins amortissement accumulé (note 3)	\$560,452,691	\$442,703,472
ACTIF A COURT TERME		
Encaisse et placements à court terme	\$39,876,561	\$21,498,612
Débiteurs	14,435,555	11,777,160
Matériaux, fournitures et combustibles, au prix coûtant	11,294,252	6,649,480
Frais payés d'avance	<u>54,455</u>	<u>129,258</u>
	65,660,823	40,054,510
PRETS HYPOTHECAIRES ET COMPTES DE DEBITEURS REPORTEES		
	206,986	287,350
FRAIS REPORTEES		
Escompte et frais d'émission des débentures, moins montants amortis	6,917,502	4,858,689
Frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement touchant l'expansion des installations	1,032,648	981,673
Autres	<u>128,030</u>	<u>142,104</u>
	8,078,180	5,982,466
FONDS DETENUS POUR FINS PARTICULIERES		
Fonds de l'appareillage C.C.H.T. (note 4)	10,934,844	8,121,776
Fonds d'assurance	<u>4,642,763</u>	<u>3,545,466</u>
	15,577,607	11,667,242
	<u>\$649,976,287</u>	<u>\$500,695,040</u>

AU NOM DE LA COMMISSION D'ENERGIE ELECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

A. Edison Stairs, *président du Conseil.*Louis A. Landry, *vice-président du Conseil.*

PASSIF

	<u>1975</u>	<u>1974</u>
DETTE A LONG TERME (notes 5 et 6)		
Débiteures émises par la Commission et garanties par la province du Nouveau-Brunswick	\$433,197,386	\$310,776,764
Emprunts de la province du Nouveau-Brunswick	14,094,309	19,756,071
Emprunts de la Commission d'Energie du Nord Canadien remboursables annuellement, principal et intérêt aux taux de 4½% à 8½%, d'ici 2011 — garantis par la province du Nouveau-Brunswick ..	58,277,349	59,208,129
Autres emprunts à long terme	27,076,822	26,104,422
	<u>532,645,866</u>	<u>415,845,386</u>
PASSIF A COURT TERME		
Emprunts et avances bancaires	\$12,626,184	\$ 4,047,877
Créditeurs et frais courus	30,692,973	24,485,152
Intérêt couru sur les débiteures émises par la Commission	12,609,583	8,052,211
Province du Nouveau-Brunswick — Intérêt couru	258,871	336,369
Retenues sur contrats en cours	6,184,003	1,681,794
Dépôts pour service	119,088	247,658
	<u>62,490,702</u>	<u>38,851,061</u>
PASSIF REPORTE		
Avances des abonnés pour aide à la construction	575,474	379,706
RESERVES (note 7)	16,542,763	35,561,471
BENEFICES CONSERVES DANS L'ENTREPRISE	37,721,482	10,057,416
	<u>\$649,976,287</u>	<u>\$500,695,040</u>

Etat des résultats

Pour l'exercice clos le 31 mars 1975

	<u>1975</u>	<u>1974</u>
REVENUS		
Ventes d'énergie	\$111,652,255	\$92,039,472
Ventes de vapeur	1,711,660	1,271,614
Autres revenus	990,392	1,045,200
	<u>\$114,354,307</u>	<u>\$94,356,286</u>
DEPENSES		
Achats d'énergie	20,753,573	11,106,358
Frais d'exploitation et d'entretien		
Production	34,298,658	24,559,636
Transport	1,674,746	1,404,160
Distribution	8,281,571	6,449,891
	<u>65,008,548</u>	<u>43,520,045</u>
Frais d'administration et autres, moins montants capitalisés	<u>11,227,532</u>	<u>9,301,780</u>
	76,236,080	52,821,825
	<u>38,118,227</u>	<u>41,534,461</u>
Intérêt, change et amortissement de l'escompte et des frais d'émission des débentures	34,655,120	27,370,593
Moins: Revenu des fonds d'amortis- sement et des autres place- ments	\$ 7,086,228	\$5,602,659
Intérêt capitalisé	<u>10,804,983</u>	<u>3,509,021</u>
	<u>17,891,211</u>	<u>9,111,680</u>
	16,763,909	18,258,913
	<u>21,354,318</u>	<u>23,275,548</u>
Provision pour amortissement des pro- priétés et de l'outillage	<u>12,847,826</u>	<u>12,735,505</u>
Bénéfice net de l'exercice avant le re- dressement relatif aux conditions hydrauliques	8,506,492	10,540,043
Redressement visant à normaliser les coûts de production affectés par les fluctuations dans les conditions hydrauliques	<u>2,630,072</u>	<u>(1,751,000)</u>
Bénéfice net de l'exercice	<u>\$ 11,136,564</u>	<u>\$ 8,789,043</u>

Etat des bénéfices conservés dans l'entreprise

Pour l'exercice clos le 31 mars 1975

	1975	1974
Solde au début de l'exercice	\$10,057,416	\$ 7,185,102
Bénéfice net de l'exercice	11,136,564	8,789,043
	<u>21,193,980</u>	<u>15,974,145</u>
Moins: Virements aux réserves pour		
Fluctuations dans les conditions hydrauliques	\$2,733,073	\$1,000,000
Assurance	1,097,297	916,729
Eventualités (note 2)	—	4,000,000
	<u>3,830,370</u>	<u>5,916,729</u>
	17,363,610	10,057,416
Virement de la réserve pour éventualités devenue inutile (note 2)	20,357,872	—
Solde à la fin de l'exercice	<u>\$37,721,482</u>	<u>\$10,057,416</u>

Etat de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice clos le 31 mars 1975

	<u>1975</u>	<u>1974</u>
PROVENANCE DES FONDS		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	\$ 11,136,564	\$ 8,789,043
Montants imputés aux opérations mais ne requérant pas de sorties de fonds:		
Provisions		
Amortissement des propriétés et de l'outillage	12,847,826	12,735,505
Amortissement des véhicules	990,829	664,104
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission des débentures	449,859	401,571
Redressement visant à normaliser les coûts de production affectés par les fluctuations dans les conditions hydrauliques	(2,630,072)	1,751,000
Frais d'arpentage et de génie radiés	533,481	473,816
	<u>23,328,487</u>	<u>24,815,039</u>
Produit de l'émission de débentures, moins escompte et frais	134,340,460	69,238,779
Contributions pour aide à la construction	189,950	162,597
Autres emprunts	972,400	1,115,085
Produit de la vente de biens	81,392	329,622
Diminution des autres frais reportés	14,074	23,707
Remboursement de prêts hypothécaires et de comptes de débiteurs reportés — net	80,364	92,181
Avances des abonnés pour aide à la construction — net	195,768	—
	<u>\$159,202,895</u>	<u>\$95,777,010</u>
UTILISATION DES FONDS		
Dépenses sur les immobilisations	\$131,859,316	\$69,417,292
Rachat de débentures de la C.E.E.N.-B.	9,811,700	6,967,087
Evolution nette des fonds d'amortissement	1,397,106	5,561,087
Réduction des emprunts		
Province du Nouveau-Brunswick	8,742,500	810,000
Commission d'Energie du Nord Canadien	930,780	880,374
Frais d'arpentage, de génie et de perfectionnement reportés	584,456	775,497
Augmentation du Fonds d'assurance	1,097,297	916,729
Avances des abonnés pour aide à la construction — net	—	47,209
Augmentation du Fonds de l'appareillage C.C.H.T.	2,813,068	2,931,956
Accroissement du fonds de roulement	1,966,672	7,469,779
	<u>\$159,202,895</u>	<u>\$95,777,010</u>

Notes aux états financiers

au 31 mars 1975

Note 1—Sommaire des principales méthodes comptables

IMMOBILISATIONS — ADDITIONS ET ALIENATIONS:

Le prix coûtant des additions aux usines d'électricité présentement en exploitation comprend le coût d'origine des services contractés, la main-d'oeuvre directe et les matières premières, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects de génie et de surveillance et autres frais généraux de même nature. Les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction sont capitalisés mensuellement au taux demandé sur les emprunts à long terme les plus récents destinés à financer les constructions en cours.

Les frais d'entretien et de réparations courants sont imputés à l'exploitation tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux propriétés remplacées ou renouvelées, leur coût d'origine accru des frais de déplacement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement accumulé est débité ou crédité aux opérations.

La Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire à des taux devant éteindre le prix coûtant des immobilisations, déduction faite de la valeur de récupération estimative, sur leur durée probable d'utilisation. La durée probable d'utilisation de chacune des principales catégories d'immobilisations est la suivante:

BIEN	ANNEES
Centrales hydrauliques	68
Centrales thermiques	30
Centrale de production par turbines à gaz	25
Centrale Diesel	20
Sorties et sous-centrales	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Immeubles	40

STOCKS:

Les stocks de matières premières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon le procédé du premier entré, premier sorti.

ESCOMPTE ET FRAIS D'EMISSION DES DEBENTURES:

La Commission amortit l'escompte ou la prime sur débentures ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

Note 3—Immobilisations (au prix coûtant)

PROPRIETES ET OUTILLAGE

	1975	1974
Centrales de production d'énergie	\$273,726,259	\$273,157,174
Réseau de transport	62,349,440	55,299,608
Sous-centrales	86,321,010	74,735,491
Réseau de distribution	91,565,921	80,793,961
Autres propriétés	5,783,547	4,912,872
Équipement de communication	715,753	661,773
Véhicules automobiles et autre équipement	9,381,845	7,505,900
	529,843,775	497,066,779
Constructions en cours	174,439,353	77,029,528
	704,283,128	574,096,307
Moins contributions pour aide à la construction	23,875,216	23,685,266
	680,407,912	550,411,041
Moins amortissement accumulé	119,955,221	107,707,569
	<u>\$560,452,691</u>	<u>\$442,703,472</u>

FRAIS D'ARPENTAGE, DE GENIE ET DE PERFECTIONNEMENT TOUCHANT L'EXPANSION DES INSTALLATIONS:

Les frais de recherche, de mise au point et de perfectionnement relatifs à des projets de construction particuliers et à certains projets de construction éventuelle sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais sont alors amortis contre les opérations futures soit directement, soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux opérations de l'exercice.

GAINS OU PERTES SUR CHANGE RELATIFS A LA DETTE A LONG TERME:

Les écarts entre les cours du dollar canadien et du dollar américain, au moment où les débentures sont émises, sont portés dans le compte Prime de change à la date d'émission, compte qui est compris dans la dette à long terme figurant au bilan (note 5). Lorsque les débentures viennent à échéance ou sont rachetées, on extrait du compte la différence de change initiale et les gains ou pertes sur change réels, établis à ce moment, sont portés dans les bénéfices conservés dans l'entreprise.

REVENUS:

Les revenus sont comptabilisés selon les factures mensuelles qui sont envoyées aux clients sur une base cyclique. La Commission ne comptabilise pas les revenus courus afférents à l'énergie vendue mais non facturée à la fin de toute période financière.

Note 2—Sommaire des principaux changements comptables

Antérieurement à l'exercice clos le 31 mars 1975, la Commission isolait annuellement des bénéfices conservés dans l'entreprise certains montants qu'elle jugeait appropriés et qu'elle accumulait dans une réserve pour éventualités. La réserve avait été constituée dans le but d'éponger l'effet sur les coûts des dommages physiques importants et de l'abandon prématuré de propriétés et d'outillage, du risque encouru au titre du change relativement à la dette remboursable en devises étrangères et d'autres éléments de caractère imprévisible. La Commission considère maintenant qu'en raison de l'envergure atteinte par l'entreprise, ces éléments peuvent désormais être imputés aux bénéfices conservés dans l'entreprise; la réserve pour éventualités a donc été virée à nouveau aux bénéfices conservés dans l'entreprise.

Note 4—Fonds de l'appareillage C.C.H.T.

La Commission constitue progressivement un fonds de placement en vue du règlement de son obligation envers la Compagnie Générale Electrique du Canada Ltée, mentionnée dans la note 5, eu égard à l'achat de l'appareillage de la centrale de

Eel River pour la conversion du courant continu à haute tension. On prévoit que le fonds atteindra environ \$18,000,000 au 31 décembre 1977.

Note 5—Débentures à fonds d'amortissement émises par la Commission**REMBOURSABLES EN DOLLARS CANADIENS**

Echéance	Intérêt %	1975	1974
1974 15 octobre	8 $\frac{1}{2}$	\$ —	\$ 7,905,000
1975 1 août	9	9,707,000	10,000,000
1987 15 mars	5 $\frac{1}{2}$	2,650,000	2,650,000
1988 1 novembre	5 $\frac{1}{2}$	2,000,000	2,000,000
1989 15 octobre	8 $\frac{1}{2}$	228,000	95,000
1990 1 août	9	293,000	—
1991 1 juillet	5 $\frac{3}{4}$	5,000,000	5,000,000
1992 15 mars	5 $\frac{1}{2}$	7,350,000	7,350,000
1993 1 novembre	5 $\frac{1}{2}$	6,000,000	6,000,000
1994 15 juin	5 $\frac{1}{2}$	10,000,000	10,000,000
1994 31 décembre	5 $\frac{1}{2}$	3,790,000	3,790,000
1995 1 mai	6 $\frac{1}{4}$	15,000,000	15,000,000
1995 15 octobre	5 $\frac{3}{4}$	7,500,000	7,500,000
1996 1 janvier	6	13,800,000	13,800,000
1996 1 mars	6	4,000,000	4,000,000
1996 1 octobre	6 $\frac{1}{2}$	6,100,000	6,100,000
1996 15 novembre	7 $\frac{7}{8}$	20,000,000	20,000,000
1997 15 octobre	8 $\frac{3}{8}$	20,000,000	20,000,000
1998 15 novembre	8 $\frac{1}{2}$	25,000,000	25,000,000
1999 1 octobre	11	25,000,000	—
1999 31 décembre	5 $\frac{1}{2}$	8,210,000	8,210,000
		<u>191,628,000</u>	<u>174,400,000</u>

REMBOURSABLES EN DOLLARS AMERICAINS

Echéance	Intérêt %	1975	1974
1986 2 janvier	5 $\frac{1}{4}$	\$ 8,686,000	\$ 9,334,000
1986 1 novembre	5 $\frac{1}{4}$	3,827,000	4,079,000
1987 1 septembre	5 $\frac{1}{4}$	5,731,000	6,068,000
1990 15 avril	5	13,307,000	13,762,000
1991 1 mai	5 $\frac{1}{2}$	13,890,000	14,280,000
1991 15 novembre	6	17,500,000	17,500,000
1992 15 octobre	6 $\frac{1}{2}$	15,000,000	15,000,000
1993 15 février	6 $\frac{7}{8}$	15,000,000	15,000,000
1994 1 février	7 $\frac{3}{4}$	10,000,000	10,000,000
1998 1 avril	7 $\frac{7}{8}$	45,000,000	45,000,000
2004 1 avril	8 $\frac{3}{4}$	50,000,000	—
2005 15 janvier	10	63,650,000	—
		<u>261,591,000</u>	<u>150,023,000</u>
Prime de change à la date d'émission		5,236,655	7,134,190
		<u>266,827,655</u>	<u>157,157,190</u>

458,455,655 331,557,190

Moins les biens du fonds d'amortissement
détenus en fidéicomis par la Province du
Nouveau-Brunswick (note 6)

25,258,269 20,780,426

\$433,197,386 \$310,776,764

Emprunts de la Province du Nouveau-Brunswick

	1975	1974
Pour lesquels la Province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission	\$20,812,000	\$29,554,500
(remboursables en dollars américains: 1975 — \$10,807,000; 1974 — \$11,656,000)		
Moins les biens des fonds d'amortissement détenus en fidéicomis par la Province relativement à ces débentures — note 6	6,717,691	9,798,429
	<u>\$14,094,309</u>	<u>\$19,756,071</u>

Note 5—Suite

AUTRES EMPRUNTS A LONG TERME

Compagnie Générale Electric du Canada Ltée — relativement à l'achat par la Commission de l'appareillage de Eel River pour la conversion du courant direct à haute tension; payable le 31 décembre 1977 lorsque le principal et l'intérêt accumulé auront atteint environ \$30,000,000

1975	1974
\$26,876,822	\$25,854,422

Ville de Grand-Sault — relativement à l'achat du réseau de distribution; payable à raison de \$50,000 par année

200,000	250,000
\$27,076,822	\$26,104,422

Note 6—Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la Province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les débetures émises exigeant un tel fonds.

Les placements des fonds d'amortissement sont comptabilisés au prix coûtant et les revenus y relatifs sont portés dans l'état des résultats de la Commission. Les débetures de la Commission détenues par les fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débetures par la Commission comportant des clauses de rachat annuel aux fins des fonds d'amortissement prévoient que la Commission peut satisfaire ses obligations en achetant des débetures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment à un prix ne dépassant pas la valeur nominale des débetures. Les débetures ainsi affectées en satisfaction des exigences des fonds d'amortissement sont annulées et déposées auprès du ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou perte provenant d'une telle opération est imputé aux résultats.

Note 7—Réserves

	1975	1974
Fluctuations dans les conditions hydrauliques	\$11,900,000	\$11,797,000
Assurance	4,642,763	3,545,466
Eventualités (note 2)	—	20,219,005
Total des réserves	\$16,542,763	\$35,561,471

RESERVE POUR FLUCTUATION DANS LES CONDITIONS HYDRAULIQUES:

Dans le but de normaliser les coûts de production affectés par les fluctuations dans les conditions hydrauliques, la Commission vire annuellement de ou à la réserve pour fluctuations dans les conditions hydrauliques une somme devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau mensuel moyen d'entreposage. Le calcul de cette somme se fonde sur les données relatives aux débits d'eau compilées sur une période de 35 ans.

Selon que la capacité de production de la Commission s'accroît ou que le coût des autres sources d'approvisionnement s'accroît, la Commission augmente la réserve, selon ce qu'elle juge opportun, par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise.

RESERVE POUR ASSURANCE:

Cette réserve a été constituée en contrepartie d'un fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue de compagnies d'assurance. La Commission, selon ce qu'elle juge opportun pour la maintien d'une protection raisonnable, accroît la réserve par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise. Aucun montant n'a été débité à cette réserve durant l'exercice clos le 31 mars 1975.

Note 8—Litige

En février 1968, Mactaquac Constructors (une coentreprise) a réclamé de la Commission des frais additionnels, pour un total provisoire de \$8,315,026, concernant l'aménagement hydro-électrique de Mactaquac. Par la suite, soit le 8 avril 1969, le montant a été porté à \$10,276,844 après que l'entrepreneur eut soumis la réclamation à l'arbitrage en vertu du contrat. Les audiences à l'arbitrage ont commencé le 21 avril 1969 et se sont terminées le 30 avril 1974. Le 8 mai 1969, une modification additionnelle à la réclamation augmentait le montant à \$16,871,548. On s'attend à ce que l'arbitre rende son jugement d'ici le 31 juillet 1975. A la suite d'études approfondies par les ingénieurs-conseils de la Commission et l'ingénieur désigné dans le contrat, il semble qu'une certaine partie de la réclamation initiale soit valide mais le conseiller juridique de la Commission est d'avis que la plus grande partie de la réclamation, et particulièrement la dernière révision du montant de la réclamation, est non seulement exagérée mais qu'en plus elle n'a que peu ou pas de mérite. On a comptabilisé un montant que la Commission considère suffisant pour conclure tout règlement suivant l'arbitrage.

Note 9—Engagements

La Commission construit présentement une centrale thermique au mazout composée de trois unités de 320,000 kilowatts à Coleson Cove. La Commission vendra 400,000 de ces kilowatts d'électricité aux termes d'un contrat de dix ans conclu avec diverses entreprises de service public de la Nouvelle-Angleterre. Le contrat prévoit que la Commission pourra recouvrer ses charges fixes, ses frais d'exploitation et ses frais son capital investi. On s'attend à ce que les trois unités soient de transport auxquels s'ajoutera une marge de rendement sur mises en service en 1975 et 1976 et leur coût est estimé à \$231,000,000, excluant les installations de transport connexes. Au 31 mars 1975, on avait engagé \$140,328,505 dans la réalisation de ce projet.

La Commission a commencé la construction d'une centrale nucléaire composée d'une seule unité de 630,000 kilowatts à Point Lepreau; l'exploitation commerciale de la centrale est prévue pour 1980. Le coût de l'unité, incluant les installations ordinaires requises pour une unité additionnelle, est estimé à \$684,000,000. Le gouvernement du Canada prêtera environ la moitié de cette somme à la Commission en vue du financement. Au 31 mars 1975, on avait engagé \$7,355,241 dans la réalisation de ce projet.

La Commission procède à l'addition d'une unité au mazout et au charbon d'une capacité de 200,000 kilowatts à la centrale thermique de Dalhousie, unité qui doit être mise en service en 1978. Le coût total, excluant les installations de manipulation et de combustion du charbon, est estimé à \$123,000,000 dont \$855,315 étaient engagés au 31 mars 1975.

On prévoit engager, durant l'exercice qui se terminera le 31 mars 1976, \$165,808,000 dans la réalisation des trois projets précités et \$57,260,329 dans la réalisation d'autres projets.



Bilan de la production et des ventes

POUR L'ANNEE FINANCIERE SE TERMINANT LE 31 MARS 1975

	1975 Kilowatt heures	1974 Kilowatt heures	Différence Kilowatt heures	%
PRODUCTION				
Hydraulique.....	2,186,343,300	2,662,918,600	-476,575,300	-17.9
Thermique.....	2,555,802,000	2,760,541,000	-204,739,000	- 7.4
Diesel.....	9,914,508	8,869,562	+ 1,044,946	+11.8
Achats.....	3,780,177,562	2,782,375,437	+997,802,125	+35.9
Production brute et achats.....	8,532,237,370	8,214,704,599	+317,532,771	+ 3.9
Transformateur auxiliaire.....	282,279,081	267,916,461	+ 14,362,620	+ 5.4
Production nette et achats.....	8,249,958,289	7,946,788,138	+303,170,151	+ 3.8
Pertes — transformateur et transmission.....	565,644,811	420,496,893	+145,147,918	+34.5
Pertes — % de la production brute et achats.....	6.9%	5.3%		
Distribution totale de l'énergie.....	7,684,313,478	7,526,291,245	+158,022,233	+ 2.1
VENTES				
En gros.....	479,103,118	431,541,702	+ 47,561,416	+11.0
Aux industries.....	2,867,724,978	2,713,307,050	+154,417,928	+ 5.7
Aux maisons d'affaires (13,018)	731,675,777	650,311,501	+ 81,364,276	+12.5
Domestiques (168,889).....	1,283,898,176	1,072,157,836	+211,740,340	+19.7
VENTES TOTALES — PROVINCE SEULEMENT.....	5,397,560,950	4,897,279,144	+500,281,806	+10.2
Revenu moyen par kwh domestique (ajustement — combustible exclu).....	2.27¢ brut 2.12¢ net	2.36¢ brut 2.20¢ net		
kwh par usager domestique.....	7,602	6,625		+14.7
Eclairage des rues.....	35,158,901	29,961,055	+ 5,197,846	+17.3
Interconnexion.....	2,106,621,512	2,470,992,566	-364,371,054	-14.7
VENTES TOTALES GLOBALES.....	7,504,182,462	7,368,271,710	+135,910,752	+ 1.8
Centrale et consommation interne.....	284,548,767	270,437,847	+ 14,110,920	+ 5.2
PERTES TOTALES.....	743,506,141	575,995,042	+167,511,099	+29.1
PRODUCTION BRUTE ET ACHATS.....	8,532,237,370	8,214,704,599	+317,532,771	+ 3.9

Etat comparatif des statistiques (exploitation et matérielles)

	31 mars 1965	31 mars 1967	31 mars 1970	31 mars 1974	31 mars 1975
Total des plaques signalétiques (en KW).....	419,761	530,961	1,032,286	1,151,326	1,151,326
Production brute — Achats (en Kwh).....	2,207,165,360	3,013,532,860	4,196,431,200	8,214,704,599	8,532,237,370
Total de l'énergie distribuée.....	2,039,430,030	2,740,322,630	3,845,776,960	7,526,291,245	7,684,313,478
Revenu global.....	\$ 29,244,088	\$ 37,601,262	\$ 48,036,037	\$ 94,356,286	\$ 114,354,307
Dépenses et crédits votés totaux.....	\$ 29,023,898	\$ 36,768,208	\$ 44,829,949	\$ 91,483,972	\$ 107,048,113
Avoirs fixes y compris les travaux en cours...	\$ 205,192,238	\$ 291,563,329	\$ 389,457,753	\$ 550,411,041	\$ 680,407,912
Capital de roulement.....	\$ 11,964,264	\$ 22,568,177	\$ 26,176,000	\$ 40,054,510	\$ 65,660,823
Obligations courantes.....	\$ 6,806,726	\$ 16,881,328	\$ 19,993,910	\$ 38,851,061	\$ 62,490,702
Inventaires.....	\$ 1,859,171	\$ 2,531,868	\$ 3,005,720	\$ 6,649,480	\$ 11,294,252
Dette nette à long terme.....	\$ 162,272,843	\$ 231,788,724	\$ 302,872,219	\$ 415,845,386	\$ 532,645,866
Actif du fonds d'amortissement.....	\$ 15,610,822	\$ 17,667,316	\$ 22,260,760	\$ 30,578,855	\$ 31,975,960
Dépréciation accumulée.....	\$ 38,935,154	\$ 49,386,725	\$ 69,224,260	\$ 107,707,569	\$ 119,955,221
Autres réserves.....	\$ 11,670,834	\$ 18,467,886	\$ 25,055,198	\$ 35,561,471	\$ 16,542,763
Réserves et dépréciation accumulée.....	\$ 50,605,988	\$ 67,854,611	\$ 94,279,458	\$ 143,269,040	\$ 136,497,984
Réserves totales — pourcentage des avoirs fixes.....	24.7	23.3	24.2	26.0	20.0
Circuit de lignes de transmission (en mille)...	2,093	2,315	2,549	2,862	2,980
Circuits de distribution (en mille).....	8,528	8,664	8,810	10,700	11,011
Nombre d'usagers ménagers.....	107,765	112,097	131,471	161,818	168,889
Nombre d'usagers industriels.....	2,833	2,651	751	909	964
Nombre d'usagers commerciaux.....	10,438	10,005	11,072	12,406	13,018
Nombre d'usagers d'éclairage des rues.....	—	—	1,408	1,688	1,756

Accroissement des immobilisations

Au cours de l'année financière écoulée, la Commission a mis en place de nombreux nouveaux programmes afin de réduire pour ses abonnés les effets à long terme de la crise mondiale de l'énergie. Elle a aussi cherché avec autant de zèle à répondre à la demande croissante d'énergie et à assurer un meilleur service à ses abonnés.

Une bonne partie de ces programmes sont déjà en oeuvre. Mentionnons notamment l'usage maximum des installations d'interconnexion avec les entreprises de production d'énergie de l'extérieur, l'utilisation de nos réserves de charbon, une exploitation plus poussée du potentiel du fleuve Saint-Jean et l'énergie nucléaire.

De vastes études sur les terrains appropriés et sur les répercussions sur l'environnement d'une centrale nucléaire ont abouti au choix de Pointe-Lepreau comme site de la première centrale nucléaire de la province. Le 18 octobre 1974, la Commission de contrôle de l'énergie atomique approuvait officiellement l'aménagement de deux unités nucléaires de production d'énergie sur ce site à Pointe-Lepreau.

À la fin de l'année, les tracés détaillés et les études techniques se poursuivaient tandis que l'on effectuait les travaux préparatoires sur le terrain. Quatre-vingt-dix pour cent du terrain fut défriché et déblayé; toute la partie

réservée au centre de commutation était nettoyée. Les travaux se poursuivaient aux niveaux du déblayage et des voies d'accès ainsi qu'à l'emplacement du bâtiment du réacteur et du reste des installations. Déjà, plus de 55,000 verges cubes de pierres et 200,000 verges cubes d'autres catégories de sol avaient fait l'objet d'excavations. Les sommes engagées dans le projet à la fin de l'année atteignaient en tout plus de \$74 millions de dollars et couvraient les chaudières, la cuve du réacteur, les machines d'alimentation et la turbine génératrice.

Les plans et travaux techniques progressaient aussi fort bien pour la deuxième unité à la centrale de Dalhousie. Les contrats ayant trait à l'approvisionnement, à la livraison et à l'installation de la chaudière, ainsi qu'à la turbine génératrice de 200,000 kilowatts étaient octroyés à la fin de l'année. On poursuivait en même temps les études sur l'environnement afin de déterminer tous les critères applicables aux plans. Les travaux portaient surtout sur les plans du terrain et sur l'aménagement général en préparation du travail sur le champ qui doit commencer au début de l'année financière 1975-76.

À Coleson Cove, les travaux portant sur la centrale alimentée au mazout se trouvaient à leur plus fort. Après les tests sur la chaudière, la première turbine à vapeur devrait fonctionner vers le milieu de l'été 1975 et les unités deux et trois

entreront en service par la suite à des intervalles d'environ six mois. À la fin de l'année financière, on comptait 1,234 employés sur les chantiers de Coleson Cove.

Les travaux ont commencé pour l'aménagement des deux dernières unités de la centrale de Mactaquac afin que celle-ci puisse produire les 600,000 kilowatts initialement prévus. Les négociations se poursuivaient avec le plus bas soumissionnaire relativement aux turbines hydrauliques et les devis furent achevés en prévision de l'appel d'offres sur les deux génératrices de 100,000 kilowatts.

L'enlèvement des cloisons se poursuivait et la fabrication en usine des canaux d'amenée était achevée à 90% pour livraison vers la fin de mai 1975.

La Commission achevait la construction d'un bureau de district à Bouctouche et d'un entrepôt à Grand-Sault et préparait le terrain à Sackville pour l'aménagement d'un futur bureau de district.

Au cours de l'année, les dépenses en immobilisations, au total de \$131.9 millions se répartissaient comme suit: \$13.5 millions pour le réseau de distribution; \$18.3 pour le transport, les stations terminales et les sous-stations; \$96.3 millions pour les installations futures de production d'énergie et \$3.8 millions pour les propriétés et autres articles budgétaires.



Coleson Cove, la plus grande centrale des provinces maritimes. La mise en service commerciale du premier de ses trois groupes de 320,000 kilowatts est censé commencer au début de 1976.



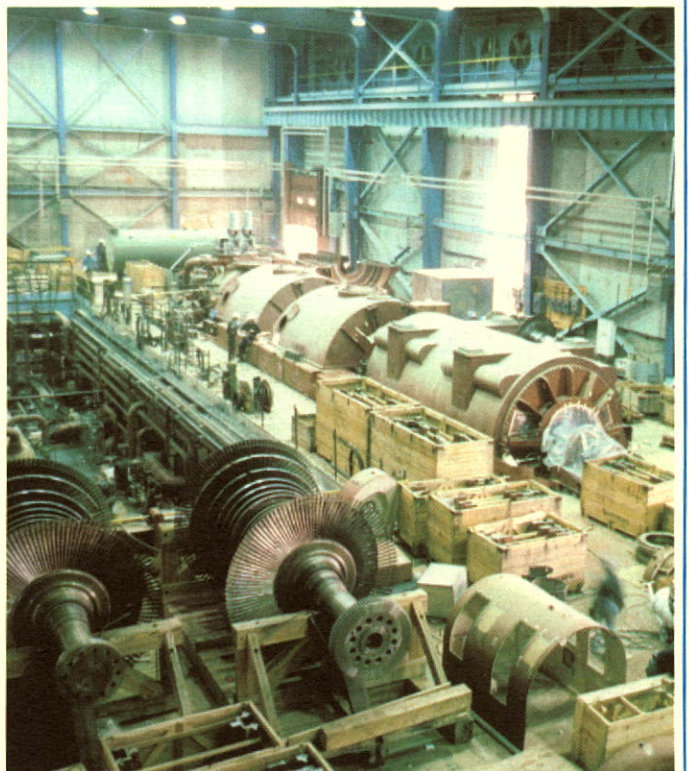
Des monteurs de ligne installent les câbles pour des lignes de 345 KV.



Des hélicoptères transportent les pylônes sur l'emplacement du chantier des lignes 345 KV entre les bornes de Keswick et de Coleson Cove. Ce transport par hélicoptères permet l'aménagement beaucoup plus rapide des pylônes.



L'aménagement du radier devant servir de base au bâtiment du réacteur au chantier de la centrale de Pointe Lepreau (juin 1975).



L'aménagement de turbo-générateurs de 960,000 Kilowatts à la centrale de Coleson Cove.

Régime du personnel

Le nombre d'employés permanents et temporaires de la Commission s'élève à 2,087 comparativement à 1,885 au 31 mars 1974.

Le programme informatique de prévision de la main-d'oeuvre, fournissant des précisions sur les effectifs compétents en termes d'hommes de métiers, d'administrateurs et de technologues, joue maintenant un rôle important dans la prévision des besoins de main-d'oeuvre. Le programme de recrutement du personnel administratif et

exploitant, pour la centrale de Pointe-Lepreau, se poursuit tel que prévu en plus des besoins croissants des autres parties de la Commission.

Au cours de l'année, une convention collective d'une durée de deux ans fut négociée avec le local 1733, Fraternité internationale des travailleurs de l'électricité. Une entente fut conclue entre la Commission et ce groupe des préposés à l'exploitation (non-surveillants), le 20 février 1975.

Des programmes de formation du

personnel se poursuivirent durant toute l'année. Les surveillants ainsi que leurs subordonnés utilisèrent des études sur le perfectionnement du personnel ainsi que sur la planification des carrières afin de déterminer les besoins de formation.

Des programmes de formation du personnel administratif furent menés à bonne fin dans des domaines caractéristiques tels que les relations humaines, les relations de travail et la gestion par objectifs.

Fiers de leurs années de service avec la Commission, Mlle Louise Glennie et M. Armand Cyr sont deux des membres fondateurs du Club 25 ans. A leur deux, ils ont accumulé plus de 80 ans de service.

Le constructeur de maquettes Earl Jacques met la dernière main à une maquette de la centrale de Pointe-Lepreau.



Planification

Les sources d'approvisionnement nécessaires afin de pourvoir à la majeure partie des besoins énergétiques, jusqu'au début des années 1980, ont été décidées durant l'année. Ceci comprend la décision d'agrandir la centrale de Dalhousie en y ajoutant un groupe de 200,000 kilowatts à double alimentation (mazout et charbon) qui est censé être complété au début de 1979, et l'aménagement de la première centrale nucléaire de notre région, à Pointe-Lepreau. Le groupe nucléaire de 630,000 kilowatts est de conception CANDU et son aménagement complet doit avoir lieu en 1980. Ces deux aménagements majeurs, en plus de l'aménagement des trois groupes thermiques à Coleson Cove et de deux groupes hydrauliques additionnels à Mactaquac, remplaceront l'entente d'achat, présentement en vigueur avec l'Hydro-Québec, qui se terminera en 1976. Ce programme pourvoira presque entièrement aux besoins grandissants du Nouveau-Brunswick en matière d'électricité, jusqu'au début de la prochaine décennie. Des négociations sont présentement en cours avec l'Hydro-Québec afin d'assurer un approvisionnement adéquat, en cas d'insuffisances temporaires, durant la période allant de 1977 à 1979.

Afin de tenter d'assurer la meilleure utilisation possible de nos ressources houillères comme source d'énergie au niveau provincial, l'Energie N.-B. essaie de préciser une entente à long terme, avec la compagnie NB Coal Ltd, pour l'approvisionnement en charbon. Ceci aurait comme résultat d'assurer une alimentation de combustible économique pour les centrales, déjà en exploitation, de Grand Lake et de Chatham ainsi qu'une importante partie du combustible nécessaire suite à l'agrandissement, devant être terminé prochainement, qui ajoutera 200,000 kilowatts à la centrale de Dalhousie.

Une analyse se poursuit afin de déterminer de quelle façon et à quelle période l'aménagement d'un barrage sur la Rivière-Verte répondrait le mieux aux besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick. Il est admis qu'une "réserve pompée" serait un des traits caractéristiques de tout aménagement envisagé. Ceci augmenterait certainement l'importance de ce projet en tant que source d'énergie pour la province, de concert avec l'utilisation de l'énergie nucléaire. D'après ce concept, l'énergie disponible au cours des périodes de faible consommation est utilisée afin de ramener au réservoir, par

pompage, une partie des eaux déversées la journée précédente. Cette réserve est utilisée durant la période de pointe suivante. L'on est d'avis que ce projet pourrait pourvoir à une importante partie des besoins énergétiques du début jusqu'au milieu de la prochaine décennie.

Les prix de plus en plus élevés du combustible ont ranimé l'intérêt suscité par l'exploitation de l'énergie marémotrice dans la baie de Fundy. La Commission a entrepris, de concert avec le gouvernement de la Nouvelle-Ecosse et le gouvernement fédéral, une analyse approfondie des possibilités d'exploitation de l'énergie marémotrice. L'utilisation de la production caractéristique de l'énergie marémotrice, atteignant sa pointe de production deux fois par jour à des temps variés, présente un problème particulier quant à l'intégration de l'énergie provenant d'un tel système au réseau principal.

De plus, la Commission continue à profiter pleinement des possibilités d'approvisionnement énergétique qui lui sont disponibles par les interconnexions avec les réseaux des entreprises avoisinantes.

D'ici 1980, le réseau de transport de 345,000 volts sera grandement amélioré. Les besoins actuels indiquent la nécessité d'un circuit de 345,000 volts à partir de la centrale de Coleson Cove jusqu'à la région de Moncton, communiquant de là avec la Nouvelle-Ecosse, en plus d'une ligne entre les bornes de Keswick, près de Mactaquac, et de Eel River, près de Dalhousie. En plus de ces circuits transportant 345,000 volts sur une

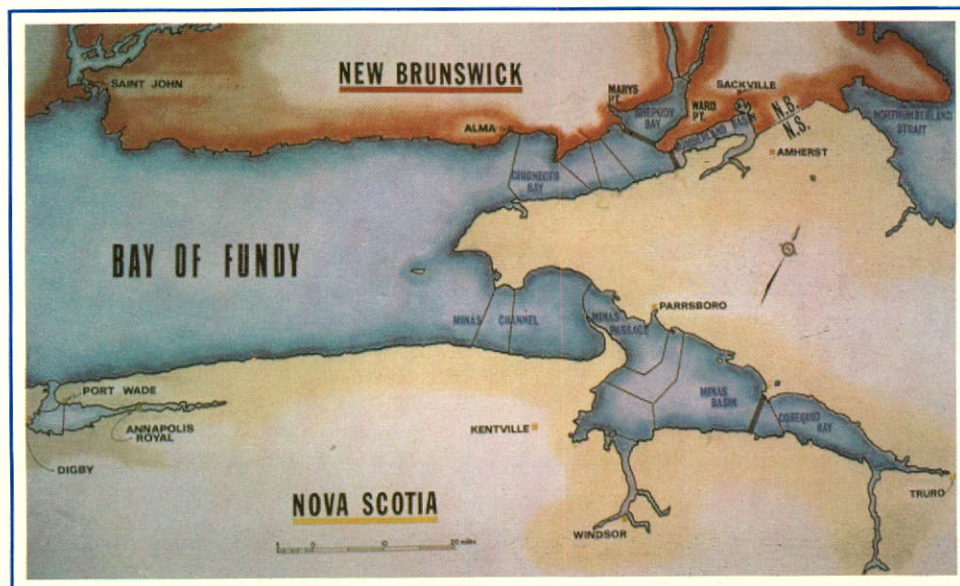
distance d'environ 325 milles, le réseau de 138,000 volts sera utilisé, de plus en plus fréquemment, afin d'approvisionner les réseaux secondaires de transport et de distribution.

L'aménagement d'un câble sous-marin jusqu'à l'Île de Grand Manan sera terminé d'ici 1978. Ce câble reliera l'île au réseau principal et éliminera probablement la nécessité de groupes diesel additionnels pour l'approvisionnement de l'île.

D'ici 1976, on prévoit la construction d'une ligne de 138,000 volts, à partir de la borne de Memramcook, afin de relier le Nouveau-Brunswick et l'Île du Prince-Edouard au moyen d'un câble sous-marin d'une longueur de dix milles.

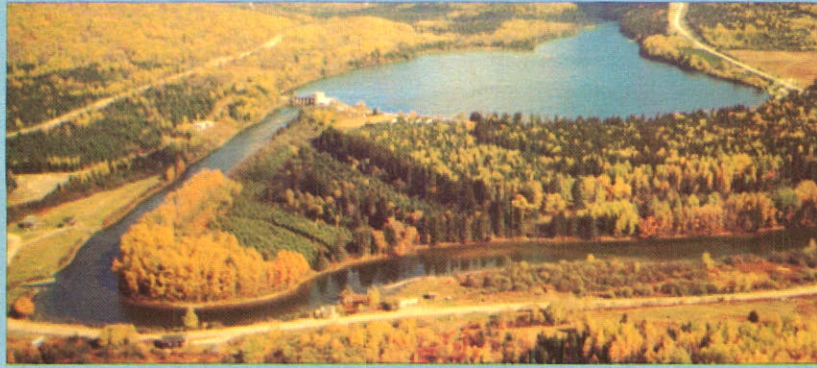
Cette nouvelle interconnexion permettra à l'Île du Prince-Edouard de profiter des avantages d'être reliée à d'autres réseaux et, constitue évidemment la première étape de leur décision de participer à l'aménagement de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau, au Nouveau-Brunswick.

Il est à remarquer que l'intérêt du public, vis-à-vis des activités d'Energie N.-B., augmenta considérablement cette année, l'addition de nouvelles installations de production et de transmission ayant suscité des études sur l'environnement. A l'avenir, on prévoit que la participation du public jouera un rôle grandissant dans le processus de planification de la Commission. Par conséquent, les délais fixés pour l'aménagement de projets envisagés devront tenir compte de cette participation.



Des études économiques et techniques se poursuivent sur la mise en valeur des marées de la baie de Fundy, aux emplacements représentés ci-dessus.

Aménagements Energétiques au



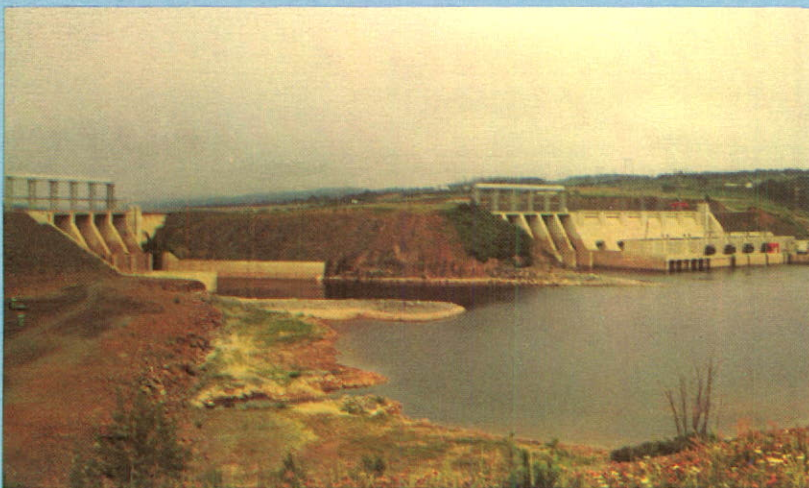
RIVIERE-VERTE

L'aménagement possible d'une centrale de 160,000 kilowatts et d'un réservoir sur la rivière Verte est toujours à l'état de projet. Des études techniques et économiques ont révélé que ce projet était souhaitable. La rivière Verte fait partie du réseau du fleuve Saint-Jean dans le comté de Madawaska et fera l'objet d'études ultérieures.



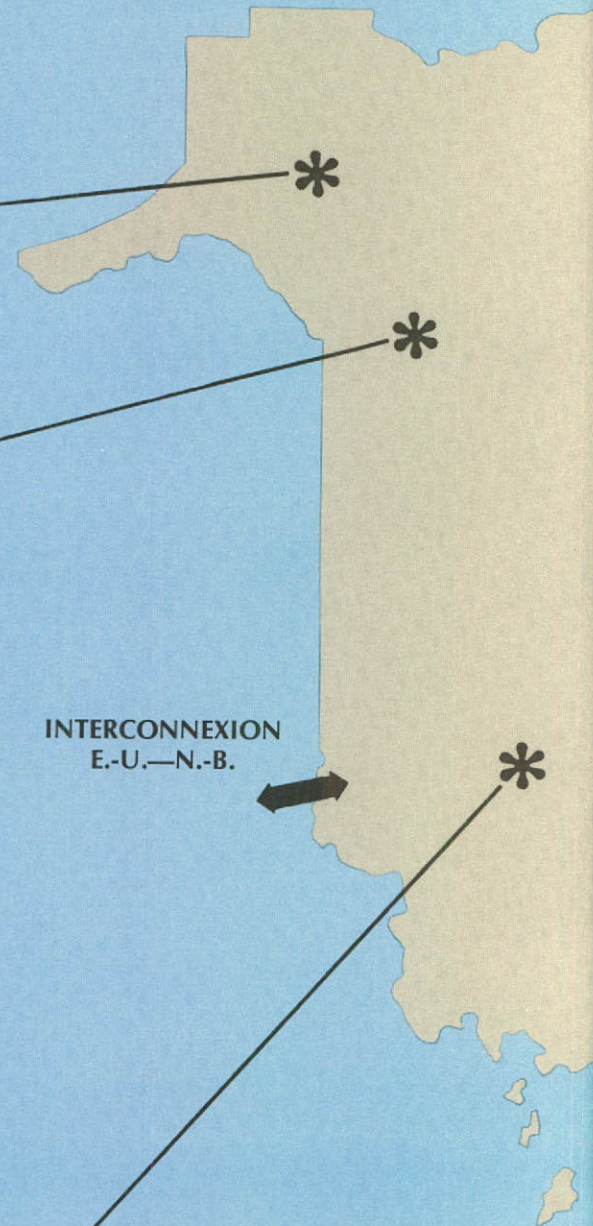
GRAND-SAULT

La centrale de Grand-Sault comportera une élévation de 20 pieds dans le niveau du lac artificiel par rapport à son niveau actuel et l'aménagement d'une puissance additionnelle de 300,000 kilowatts. Le regain d'intérêt manifesté par nos voisins du Maine vis-à-vis du projet de Dickey-Lincoln sur le fleuve Saint-Jean laisse entrevoir la possibilité d'augmenter le potentiel énergétique du fleuve; ce projet pourrait hâter le programme de réaménagement de la centrale hydro électrique de Grand-Sault.



MACTAQUAC—Groupes 5 et 6

Les deux autres groupes seront aménagés à Mactaquac au coût de \$23 millions. Les travaux seront complétés entre 1977 et 1979 afin d'être en mesure de profiter pleinement du débit du fleuve pendant le printemps et l'automne, réduisant ainsi la consommation dispendieuse de l'huile-combustible dans nos centrales thermiques.



INTERCONNEXION
E.-U.—N.-B.

* L'ENERGIE MAREMOTRICE DE LA BAIE DE FUNDY

Une entente conjointe, entre le gouvernement fédéral et les provinces du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Ecosse, est en voie de négociations pour que d'autres études soient entreprises sur la rentabilité de l'exploitation de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy.

Nouveau-Brunswick

* ACHAT PROPOSE DE
L'EMPLACEMENT NUCLEAIRE
DANS LE NORD DU
NOUVEAU-BRUNSWICK

DALHOUSIE

Des soumissions ont été demandées concernant l'appareillage essentiel à l'aménagement du groupe additionnel de 200,000 kilowatts à la centrale de Dalhousie. Conçu pour être alimenté au mazout avec possibilité d'alimentation au charbon, ce groupe sera aménagé au coût de \$123 millions, la date de mise en service étant 1978. L'agrandissement de Dalhousie amènera plus facilement la flexibilité de l'approvisionnement en combustible et l'équilibre des ressources énergétiques du réseau.



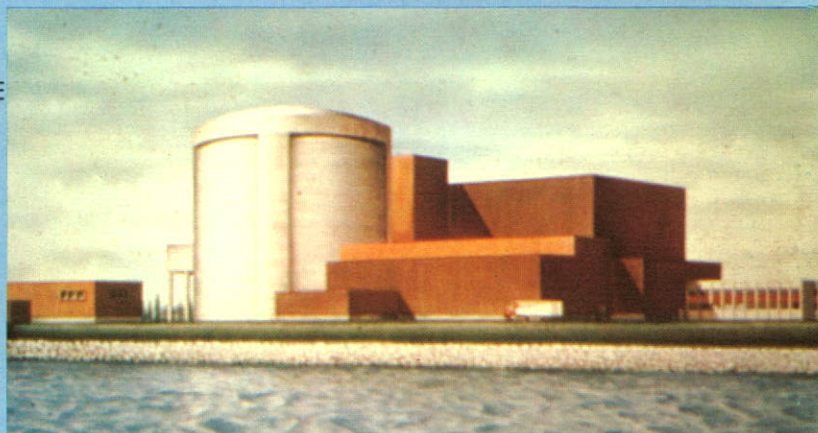
MINTO—Les réserves houillères

Vingt millions de dollars seront consacrés à la reprise de l'exploitation des réserves de charbon de la région de Grand Lake. Des études ont révélé la présence de gisements qui suffiraient à répondre aux besoins prolongés en charbon. Cependant, vu la profondeur de ces gisements, le matériel actuel n'en permet pas l'extraction. L'exploitation accrue exigera le remplacement et la modernisation du matériel actuel.



* ETUDES SUR
L'ENERGIE MAREMOTRICE
DE LA BAIE DE FUNDY *

COLESON COVE en cours d'achèvement
(960,000 kilowatts)



POINTE-LEPREAU

Les travaux d'aménagement du site de la centrale nucléaire, devant comprendre deux groupes générateurs, ont débutés en automne 1974. La date prévue de mise en service du premier groupe de 630,000 kilowatts est 1980.

Facteurs du milieu

La Commission a encouragé l'intérêt que le public porte à ses activités et à sa planification. Elle a toujours reconnu que l'acceptation, par le public, d'un projet ou d'une activité dépend de la méthode de communication utilisée, cette communication devant être réciproque.

Par le passé, la planification de projets d'envergure a tenu compte, non seulement de l'analyse des coûts et des bénéfices, mais aussi des répercussions prévues sur l'écologie, sur l'environnement et sur l'économie ainsi que des préoccupations de la population locale. Des études furent entreprises ainsi que des discussions et des exposés entre les gouvernements et elles furent présentées au public par des réunions au niveau local et par les journaux.

Durant les dernières années, la Commission a analysé en profondeur l'impact de ses projets sur l'environnement de la région. En

collaboration avec les services de l'environnement au niveau fédéral et provincial, avec l'aide d'experts-conseils et au moyen de travaux approfondis sur les lieux, des rapports ont été préparés au sujet de l'impact sur l'environnement causé par l'aménagement des centrales de Coleson Cove, de Dalhousie et de Pointe-Lepreau. La Commission a aussi participé à la rédaction d'un rapport au sujet de l'aménagement proposé sur la Rivière-Verte. Des réunions publiques ont été organisées afin de présenter chacun de ces rapports.

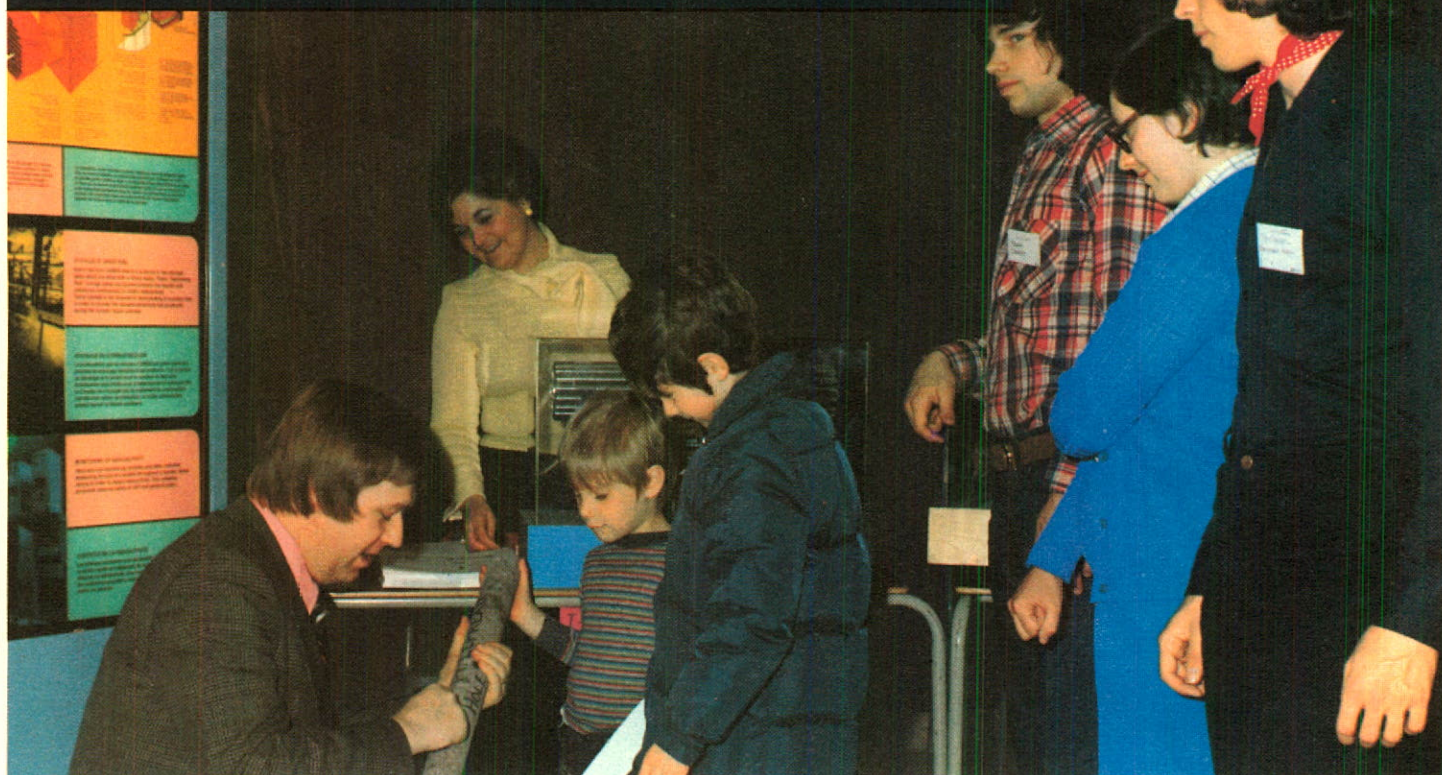
Des enquêtes sur l'environnement se poursuivent pour chacun de ces projets et, dans le cas de Pointe-Lepreau et de Dalhousie, un rapport sur l'environnement sera préparé pour chaque phase du projet.

Le souci de la Commission de préserver la qualité de l'air et de l'eau a conduit à l'aménagement, à la centrale

de Coleson Cove, de dépoussiéreurs électrostatiques, d'une cheminée de 600 pieds, d'un système permettant l'alimentation de divers combustibles, d'un système d'épandage pour les résidus liquides et d'installations complexes pour l'évacuation de l'eau de refroidissement. L'aménagement de dépoussiéreurs électrostatiques et de d'autres méthodes de contrôle démontre un souci semblable de préserver l'environnement à la centrale de Dalhousie.

Des mesures visant à la surveillance de l'air et de l'eau se poursuivirent pour la période de l'exploitation des centrales de Coleson Cove et de Pointe-Lepreau. A cette fin, des centres de contrôle stationnaires ont été choisis et on a fait l'acquisition d'un laboratoire mobile, en plus d'installations sur place pour l'analyse des données.

Lors de la troisième Expo-Sciences du Nouveau-Brunswick qui s'est déroulée à l'Université de Moncton, un représentant d'Énergie N.-B. explique soigneusement l'importance d'une carotte-échantillon provenant de Pointe-Lepreau.




A. EDISON STAIRS
Président


A. J. O'CONNOR
Directeur-général

La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick



LA COMMISSION D'ENERGIE ELECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK CARTE DU RESEAU LEGENDE

DONNEES DES CENTRALES

-  EN SERVICE
-  SOUS CONSTRUCTION
-  HTCD STATION DE CONVERSION EN SERVICE

LIGNES DE TRANSPORT EN SERVICE

-  138 KV
-  230 KV
-  230 KV EN OPERATION A 138 KV
-  345 KV
-  ATTACHES AUX RESEAUX DU CANADA ET DES E.-U.
- SOUS CONSTRUCTION**
 -  138 KV
 -  345 KV

DONNEE DES CENTRALES

	NO. DE GROUPEMENTS	CAPACITE EN KILOWATTS
HYDRO-ELECTRIQUES		
Tobique	2	20,000
Beechwood	3	115,000
Milltown	7	3,900
Grand Sault	4	63,000
Sisson	1	10,000
Mactaquac	4	400,000
TOTAL-HYDRO		611,900
STEAM		
Grand Lake—No. 1	2	13,750
Grand Lake—No. 2	4	85,000
Chatham	2	32,500
Dock Street	2	16,000
Courtenay Bay	4	263,365
Dalhousie	1	100,000
TOTAL-THERMIQUE		510,615
TURBINE A GAZ		
Moncton	1	25,000
TOTAL TURBINE A GAZ		25,000
DIESEL		
Grand Manan		3,811
TOTAL-DIESEL		3,811
GRAND TOTAL		1,151,326



La Fleur de la Province