

LEGISLATIVE ASSEMBLY OF THE
NORTHWEST TERRITORIES
8TH COUNCIL, 58TH SESSION

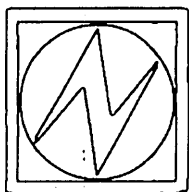
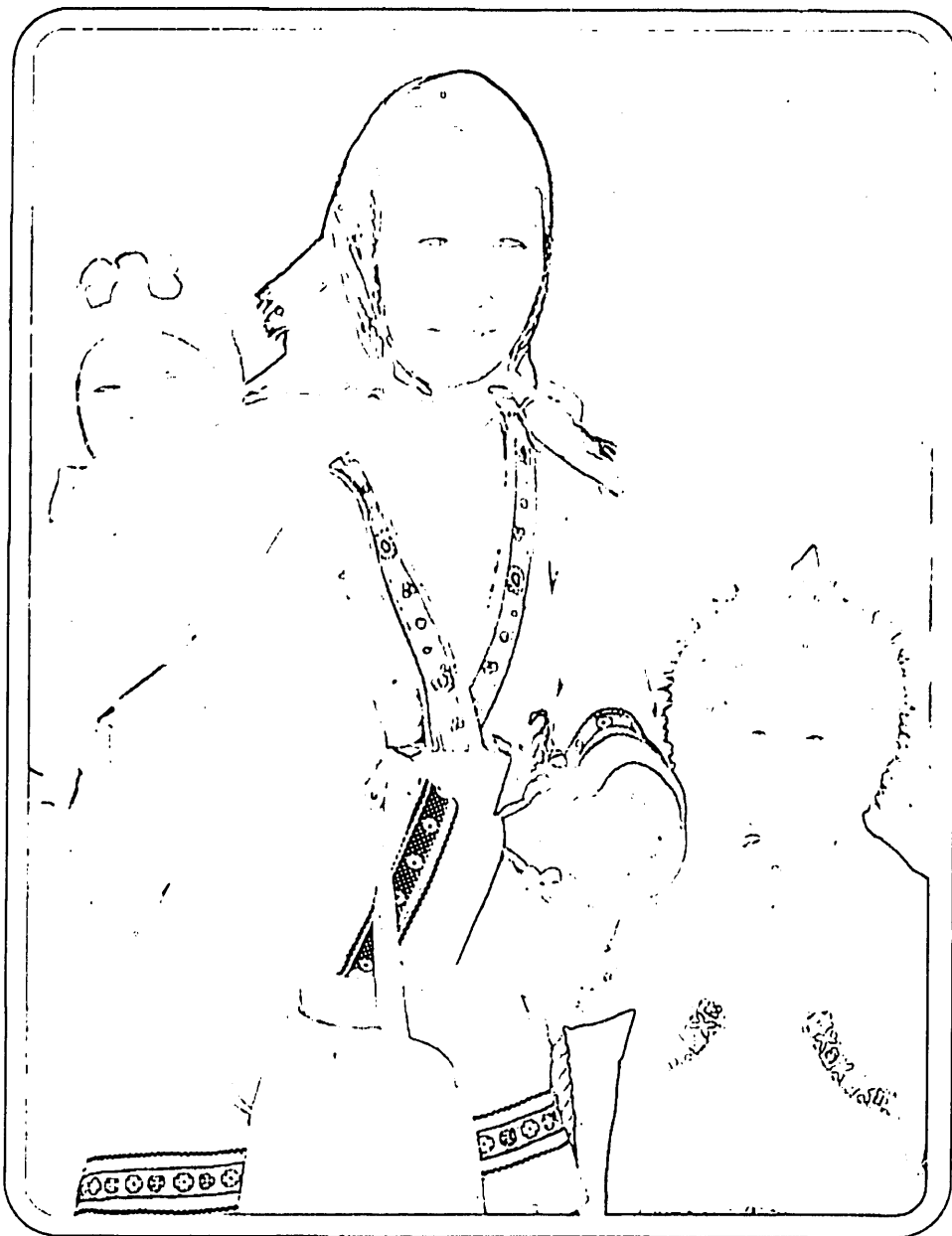
TABLED DOCUMENT NO. 11-58

TABLED ON Jan. 27, 1976

T. D. 11-30
T. D. 11-30

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN



27th ANNUAL REVIEW
Year ended 31 March, 1975

27e REVUE ANNUELLE
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1975

TABLE OF CONTENTS

Business of the Commission	2
Areas Served	3
Commission Members, Executive, and Regional Offices	4
Chairman	5
Northern Canada Power Commission Act	5
Review of Operations for 1974-75	6 · 17
Planning for the Future	18 · 21
Report of the Auditor General	10
Financial Statements	11 · 15
Operating Statistics · 10 year period	23
Income and Expense by Region	24

TABLE DES MATIERES

Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Régions desservies	3
Membres, exécutif, bureaux régionaux	4
Le Président	5
Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien	5
Bilan de l'année 1974-75	6 · 17
Perspectives d'avenir	18 · 21
Rapport de l'auditeur général	10
Etats financiers	11 · 15
Résumé statistique · Période de 10 ans	23
Etat des revenus et des dépenses par régions	24

FRONT COVER

Out walking at Igloolik

BACK COVER

Installation of a generator at Aishihik
(Photo - Michael Helm, Whitehorse
for Dominion Bridge)

COUVERTURE

A Igloolik, on profite de la belle température

COUVERTURE DE DOS

Installation d'un générateur à Aishihik
(Photo - Michael Helm, Whitehorse
pour Dominion Bridge)

BUSINESS OF THE COMMISSION

The Northern Canada Power Commission is a Federal Crown Corporation which operates under authority of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Elizabeth II. It is the principal producer of electricity north of 60° and operates the main transmission networks in the Yukon and Northwest Territories.

The Commission is concerned with the planning, construction and management of public utilities, primarily electrical, on a commercial basis. For this purpose, it is empowered to survey utility requirements, construct utility plants in the Northwest Territories, the Yukon Territory, and subject to the approval of the Governor General in Council, elsewhere in Canada.

It is a requirement of the Authorizing Act that projects undertaken by the Commission shall be self-sustaining. Consequently rates charged for utilities supplied must provide sufficient revenue to cover interest on investment, repayment of principal over a period of years corresponding to the estimated economic life of the related projects, operating, maintenance and administrative expenses, and a contingency reserve sufficient to meet unforeseen or emergency expenditures.

The accounts of the Commission are subject to the audit of the Auditor General of Canada.

FONCTIONS ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II). La Commission est le principal producteur d'électricité au nord du 60ième parallèle et exploite les réseaux principaux de ligne de haute tension au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

La Commission s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique à caractère commercial, et principalement d'installations électriques. A ces fins, elle est autorisée à déterminer les besoins d'aménagements de ce genre, à construire des centrales de services publics et des réseaux de distribution et à exploiter ces installations dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, et même ailleurs au Canada sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil.

La Loi exige que chacune des entreprises exploitées par la Commission soit financièrement autonome. Par conséquent, les tarifs des services publics qu'elle fournit doivent lui permettre d'acquitter l'intérêt sur les placements, de rembourser le capital au cours de la période correspondant à la durée prévue d'exploitation des entreprises, de couvrir les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

Les comptes de la Commission sont sujets à la vérification de l'auditeur général du Canada.



Photo
by Yukon
Government

Photo par le
Gouvernement
du Yukon

AREAS SERVED**REGIONS DESSERVIES****ELECTRICITY**

Generation, transmission and/or distribution of electricity at:

Northwest Territories:

Aklavik, Arctic Bay, Arctic Red River, Baker Lake, Broughton Island, Cambridge Bay, Cape Dorset, Chesterfield Inlet, Clyde River, Coppermine, Coral Harbour, Detah, Edzo, Eskimo Point, Fort Franklin, Fort Good Hope, Fort Liard, Fort McPherson, Fort Norman, Fort Resolution, Fort Simpson, Fort Smith, Frobisher Bay, Gjoa Haven, Grise Fiord, Hall Beach, Holman, Igloolik, Inuvik, Jean Marie River, Lac La Martre, Nahanni Butte, Norman Wells, Pangnirtung, Paulatuk, Pelly Bay, Pine Point, Pond Inlet, Rae, Rankin Inlet, Repulse Bay, Sachs Harbour, Salt River, Snare Rapids, Snowdrift, Spence Bay, Taltson, Tuktoyaktuk, Whale Cove, Wrigley, Yellowknife.

Yukon Territory:

Territoire du Yukon:
Dawson, Elsa, Faro, Johnsons Crossing, Mayo, Whitehorse

British Columbia:

Colombie-Britannique:
Field

Ontario:

Ontario:
Moose Factory

CENTRAL HEATING

Generation and distribution of heat at:

Northwest Territories:

Territoires du Nord-Ouest:
Inuvik, Frobisher Bay

Ontario:

Ontario:
Moose Factory

WATER AND SEWERAGE

Northwest Territories:

Territoires du Nord-Ouest:
Inuvik

Ontario:

Ontario:
Moose Factory

CONTRACT WORK

The Commission operates the heating and water plants at Fort McPherson on behalf of the Government of the Northwest Territories, and the water and sewerage services at Frobisher Bay, N.W.T. and Dawson, Y.T. for the respective Territorial Governments. In addition, the Commission provides electrical and mechanical services including occasional installation and construction work at various locations for government departments and others, on a cost recoverable basis.

TRAVAUX A FORFAIT

La Commission exploite les stations de chauffage et de distribution d'eau à Fort McPherson au nom du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les services d'eau et d'égout à Dawson City, T.Y. et à Frobisher Bay, T.N.O. pour les gouvernements respectifs. De plus la Commission fournit des services d'électricité et de mécanique, effectuant notamment des travaux d'aménagements et de construction à divers emplacements, pour des ministères et d'autres organismes, moyennant le remboursement des frais encourus.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office:

7909 - 51 Avenue, Edmonton
P.O. Box 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

Members of the Commission:

H. Basil Robinson --- Chairman (retired
February, 1975)
James Smith --- Chairman
(appointed February 27, 1975)
Joseph F. Parkinson --- Member
A. Digby Hunt --- Member

Executive:

H. Basil Robinson --- Chairman (retired
February, 1975)
James Smith --- Chairman
(appointed February 27, 1975)
John M. Lowe --- General Manager
Bruce G. Christie --- Assistant General
Manager,
Operations
Joseph Long --- Assistant General
Manager,
Technical
Services
George Olson --- Manager, Special
Projects (retired
December, 1974)
Albert Watkiss --- Comptroller

Regional Offices:

Frank L. Mooney --- Regional
Manager, Y.T.
P.O. Box 4278,
Whitehorse, Y.T.
Anthony Yewchuk --- Regional
Manager, N.W.T.
P.O. Box 1860,
Yellowknife,
N.W.T.

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN

Siège social:

7909, 51^{ème} avenue, Edmonton
C.P. 5700, Station L
Edmonton, T6C 4J8

Membres:

H. Basil Robinson --- président (retraité
en février, 1975)
James Smith --- président (nommé
le 27 février,
1975)
Joseph F. Parkinson --- membre
A. Digby Hunt --- membre

Exécutif:

H. Basil Robinson --- président (retraité
en février, 1975)
James Smith --- président (nommé
le 27 février,
1975)
John M. Lowe --- directeur général
Bruce G. Christie --- directeur général
adjoint,
exploitation
Joseph Long --- directeur général
adjoint, services
techniques
George Olson --- directeur, projets
spéciaux (retraité
en décembre,
1974)
Albert Watkiss --- contrôleur

Bureaux Régionaux:

Frank L. Mooney --- directeur régional,
Yukon, C.P. 4278,
Whitehorse, T.Y.
Anthony Yewchuk --- directeur régional,
T.N.O.,
C.P. 1860,
Yellowknife,
T.N.O.

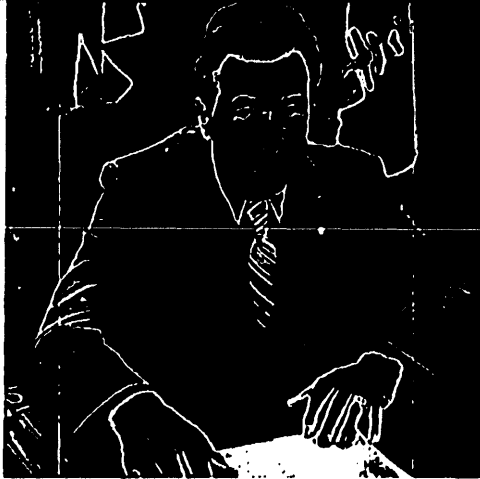


Drum Dancers

Photo by Yukon Government

Culture septentrionale

Photo par le Gouvernement du Yukon



Mr. J. Smith

M. J. Smith

CHAIRMAN

Mr. H. Basil Robinson, formerly Deputy Minister of Indian and Northern Affairs, relinquished the post of Chairman in February, 1975, following his appointment as Under Secretary of State for External Affairs. During his five years as Chairman, the Commission went through a period of sustained growth, and saw its role in the North expand and its facilities increased to meet the demands of its customers for utility services.

His return to External Affairs continues his career in that Department where he had previously served since 1945.

Mr. James Smith, Commissioner of the Yukon Territory, was appointed Chairman of the Commission on February 27, 1975.

Mr. Smith, who was born and educated in British Columbia, went to Whitehorse in 1947 and spent some 20 years there as Manager of a food, motel and hotel business. During this period he also served as Alderman in the City of Whitehorse and Councillor, Yukon Legislative Council. In 1966, he was appointed Commissioner of the Yukon Territory and has served in that position for the past eight years.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION ACT

The Act under which the Commission has been operating was last reviewed in 1956. Over the two decades since then, the Commission has developed considerably and the need for changes in the Act have become apparent.

A bill to amend the Northern Canada Power Commission Act is before the current session of Parliament and, if passed, could become law later this year.

Principal changes would increase the membership from three to five by adding one member from the Northwest Territories and one from the Yukon Territory, permit some measure of rate relief in high-cost locations by the operation of area rate zones, and make changes in financial provisions to conform to modern practices.

LE PRÉSIDENT

M. H. Basil Robinson, ancien ministre adjoint des Affaires indiennes et du Nord canadien, a renoncé à son poste de président en février 1975, après sa désignation au poste de sous-secrétaire d'État aux Affaires étrangères. Pendant les cinq ans qu'il était président, la Commission a connu une période de développement continu; son rôle au Nord s'est étendu et ses services ont augmenté en réponse aux besoins du public.

Son retour aux Affaires étrangères signifie la continuation de sa carrière dans ce Département où il avait servi depuis 1945.

M. James Smith, commissaire du Territoire du Yukon, a été nommé président de la Commission le 27 février 1975.

M. Smith est né et a été élevé en Colombie Britannique. En 1947 il est allé à Whitehorse, et y a passé une vingtaine d'années en tant que directeur d'une entreprise d'hôtels, de motels et d'alimentation. Pendant cette période, il a servi également comme conseiller municipal dans la ville de Whitehorse et comme membre du Conseil législatif du Yukon. En 1966, il a été nommé commissaire du Territoire du Yukon et il assume cette fonction depuis huit ans.

LOI SUR LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

La Loi qui régit la Commission n'a pas été révisée depuis 1956. Depuis cette date, la Commission s'est beaucoup développée et il est devenu évident que certaines modifications à la Loi s'imposaient.

On a présenté à la séance actuelle du Parlement un projet de loi qui amenderait la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien et qui, s'il était voté, pourrait devenir loi avant la fin de cette année.

Des modifications majeures permettraient d'augmenter le nombre des membres, de trois à cinq, en ajoutant un membre des Territoires du Nord-Ouest et un du Territoire du Yukon. Ces modifications permettraient aussi, dans les emplacements où les frais sont élevés, une réduction modérée des taux en établissant des zones tarifaires régionales, et apporteraient des changements aux mesures financières conformément à la pratique moderne.

REVIEW OF OPERATIONS 1974-75

During the year under review, the Commission added a further six diesel-electric plants to its system. Five of these, at Arctic Bay, Grise Fiord, Lac La Martre, Pond Inlet and Snowdrift, N.W.T., were taken over from the Government of the N.W.T. The sixth, at Johnsons Crossing, Y.T., was installed at the request of the local residents. With the exception of Pond Inlet, operations at these smaller plants are handled through local contractors in the communities, with technical and administrative support from larger plants in the area. At the end of the year, the Commission operated 56 electric generating plants serving a total of 60 communities through the Canadian north.

Demand for electrical energy continued to increase. As a result of load growth and the acquisition of more plants, a further 17,000 KW of diesel-electric capacity was added to the system. Units ranged in size from 2500 KW installed in Inuvik, Yellowknife and Whitehorse, to relatively small units of 40 KW at Nahanni Butte and Lac La Martre. Power-houses to accommodate these units were added or extended at Aklavik, Baker Lake, Coral Harbour, Fort Liard, Pond Inlet, Rae/Edzo, Sachs Harbour and Yellowknife, N.W.T., and at Johnsons Crossing, Y.T.

With increased diesel generation, it was necessary to add fuel storage capacity at 13 sites throughout the north. New tanks ranged in size from 20,000 gallons at Arctic Bay to 350,000 gallons at Yellowknife, N.W.T.

The past year saw a number of major extensions to the transmission and distributing sys-

Heigh-ho, Heigh-ho

A la queue leu leu



BILAN DES OPERATIONS 1974-75

Pendant l'année 1974-75, la Commission a ajouté à son système six autres centrales diesel-électrique. La Commission en a acquis cinq du gouvernement des T. N.-O., soit à Arctic Bay, Grise Fiord, Lac La Martre, Pond Inlet et Snowdrift. La sixième, à Johnsons Crossing, T.Y., a été installée à la demande des habitants de l'endroit. A l'exception de Pond Inlet ces plus petites centrales fonctionnent sous la direction d'entrepreneurs locaux grâce à l'appui technique et administratif des plus grandes centrales. A la fin de l'année, la Commission exploitait 56 centrales génératrices d'électricité desservant un total de 60 localités à travers le Nord canadien.

La demande d'énergie électrique a continué d'augmenter. L'augmentation des besoins et l'acquisition de nouvelles centrales ont eu pour résultat l'addition au système d'une capacité diesel-électrique de 17,000 kW. La capacité des unités varie de 2,500 kW à Inuvik, à Yellowknife et à Whitehorse, à 40 kW à Nahanni Butte et à Lac La Martre. Afin d'installer ces unités, de nouvelles centrales ont été bâties ou les anciennes ont été agrandies, à Aklavik, Baker Lake, Coral Harbour, Fort Liard, Pond Inlet, Rae/Edzo, Sachs Harbour, et Yellowknife, T.N.-O. et à Johnsons Crossing, T.Y.

A cause de l'augmentation de la production diesel, il a été nécessaire d'agrandir l'espace d'entreposage du combustible dans 13 centrales à travers tout le Nord. La capacité des nouveaux réservoirs varie de 20,000 gallons à Arctic Bay à 350,000 gallons à Yellowknife, T.N.-O.

L'année qui vient de se terminer a connu un certain nombre d'extensions majeures aux systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique. Une ligne de transport d'énergie à trois phases, longue de sept milles, et fonctionnant à 12.5 kV, a été construite à Coral Harbour, T.N.-O., afin de relier la nouvelle centrale dans la ville à l'ancienne centrale M.O.T. de l'aéroport. Une autre ligne, à trois phases et 80 milles de long qui fonctionne à 138 kV, a été construite à partir du nouveau développement d'énergie qui est en train d'être bâti à Aishihik, et se joindra au réseau de Whitehorse à Takhini, à 16 milles au nord de Whitehorse, T.Y. D'autres extensions au système de 34.5 kV sont en cours et relieront Haines Junction via une ligne de 37 milles à partir d'Aishihik, et Ross River via une ligne de 43 milles à partir de Faro. Ces lignes fourniront à ces deux localités de l'énergie hydro-électrique qui coûtera moins cher et qui éliminera le besoin de production au diesel.

Des modifications ont été effectuées en 1974 dans la centrale thermique de Frobisher Bay. L'ancien générateur à vapeur qui servait depuis quelque 25 ans a été remplacé par deux unités plus petites. Des échangeurs de

tems. A seven mile, three phase, transmission line operating at 12.5 KV was built at Coral Harbour, N.W.T. to link the new power-house in the town with the former M.O.T. plant at the airport. An 80 mile, three phase, line operating at 138 KV was built from the new power development under construction at Aishihik, to connect to the Whitehorse grid at Takhini, 16 miles north of Whitehorse, Y.T. Further 34.5 KV extensions to the system are in progress and will connect Haines Junction via a 37 mile link from Aishihik, and Ross River via a 43 mile link from Faro. These lines will provide the two communities with lower-cost hydro power and eliminate the need for diesel generation.

Modifications to the central heating plant at Frobisher Bay were carried out in 1974. A steam generator that had been in operation for some 25 years was replaced by two smaller units. Heat exchangers were installed to convert steam to high temperature water so as to ensure adequate capacity in the HTW heating system.

New housing accommodation was provided during the year for staff at Cape Dorset, Resolute and Frobisher Bay, N.W.T. Trailer units to accommodate visiting technical and service staff were located at Clyde, Broughton Island, Hall Beach, Norman Wells, Pangnirtung, Pond Inlet and Sachs Harbour, N.W.T. Additional warehousing was provided at Arctic Bay, Fort Smith, Grise Fiord, Pelly Bay and Yellowknife, N.W.T.

Two major construction projects were under way in 1974-75. The 30 MW hydro-electric development at Aishihik, on which construction was started in May, 1973, was nearing completion at year-end. It is expected to be on line by June, 1975, when it will enable the Commission to reduce diesel generation on the

Co-op store at Igloodik

Magasin coopératif d'Igloodik



chaleur ont été installés pour transformer la vapeur en eau à haute température afin d'assurer une capacité suffisante au système de chauffage E.H.T.

Les employés ont été pourvus de nouveaux logements cette année à Cape Dorset, Resolute et Frobisher Bay, T.N.-O. Des roulettes destinées à servir de logement aux techniciens et au personnel d'entretien de passage ont été installées à Clyde, Broughton Island, Hall Beach, Norman Wells, Pangnirtung, Pond Inlet et Sachs Harbour, T.N.-O. On a créé plus d'espace d'entreposage à Arctic Bay, Fort Smith, Grise Fiord, Pelly Bay et Yellowknife, T.N.-O.

Il y a eu deux projets de construction en cours pendant 1974-75. Le développement hydro-électrique de 30 mW à Aishihik, dont la construction a commencé en mai 1973, était presque achevé à la fin de l'année. Son ouverture prévue pour le mois de juin 1975 permettra à la Commission de réduire la production au diesel sur le réseau de Whitehorse, ce qui aura pour résultat une réduction du coût du combustible. On a commencé un développement hydro-électrique de 9 mW sur la rivière Snare, à environ 90 milles au nord de Yellowknife, et qui va pourvoir aux besoins croissants de la capitale des T.N.-O. Cette centrale, à Snare Forks, va contribuer à augmenter le total de l'énergie qui est produite déjà dans les centrales à Snare Rapids et à Snare Falls. Ces trois centrales seront contrôlées à distance depuis Yellowknife. Parmi l'équipement de commande, il y aura un petit ordinateur qui aidera à assimiler la grande somme des données techniques des deux centrales en question.

Au 31 mars 1975, la Commission avait à son emploi un total de 341 employés, et 22 contractuels dans les plus petites centrales. Somme toute, la Commission a engagé 229 employés dans ses opérations du Nord. De ce nombre, 53 sont autochtones, et 72 sont considérés comme résidents du Nord, soit parce qu'ils y sont nés, soit parce qu'ils y sont installés depuis 5 ans ou plus.

Pendant l'année mentionnée, plusieurs employés estimés ont pris leur retraite après un service de longue date. M. Graham Tench, gérant de la centrale à Whitehorse, T.Y., depuis 1966, a pris sa retraite en octobre 1974, après 26 ans de service passés au nord du 60ième parallèle. M. William Chilton, manoeuvre, a pris sa retraite en juin 1974, après 21 ans de service à Moose Factory, Ontario. M. George Olson, qui a commencé son travail avec la Commission en mai 1950, comme gérant de la centrale à Fort Smith, et qui est devenu directeur général adjoint de l'exploitation en 1968, a pris sa retraite en décembre 1974. M. William Cake, agent des achats, a pris sa retraite en décembre 1974, après 22 ans de service. M.

Whitehorse grid, with corresponding fuel cost reductions. A 9 MW hydro-electric development began on the Snare River some 90 miles north of Yellowknife, to serve the growing needs in the capital city of the N.W.T. This plant, at Snare Forks, will supplement supplies from the existing plants at Snare Rapids and Snare Falls. The three plants will be remotely controlled from Yellowknife. Control equipment will include a mini-computer which will assist in handling the large amount of technical data from the Snare Plants.

As of March 31, 1975, the Commission employed a total of 341 staff, and had 22 contract operators at smaller plants. Altogether, 229 people were engaged in northern operations. Of this number, 53 are original native people, and another 72 are considered residents of the north, having been born there or lived there five years or more.

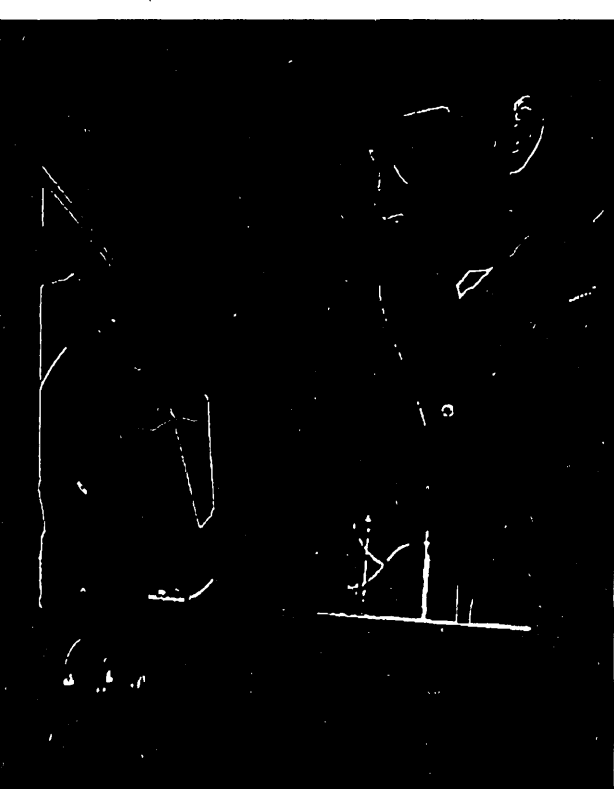
During the year under review, several valued long-term staff retired. Mr. Graham Tench, Plant Superintendent at Whitehorse, Y.T. since 1966, retired in October, 1974 after 26 years service, all of it spent north of 60°. Mr. William Chilton, labourer, retired in June, 1974 after 21 years service in Moose Factory, Ontario. Mr. George Olson, who started with the Commission in May, 1950 as Plant Superintendent, Fort Smith, and subsequently became Assistant General Manager, Operation, in 1968, retired in December, 1974. Mr. William Cake, Purchasing Officer, retired in December, 1974 after 22 years service. Mr. John Colona, Diesel Operator, had worked in the Commission's plant at Field, B.C. for 22 years until his retirement

John Colona, ingénieur de machine diesel a travaillé à la centrale de la Commission à Field, Colombie Britannique, pendant 22 ans, jusqu'à sa retraite en octobre 1974. La Commission reconnaît la valeur des longues années de service dévoué de ces employés.

Les conditions de paye et de travail de ceux qui ne font pas partie du personnel de cadre aux établissements de service de la Commission sont réglées au moyen de convention collective négociée entre la Commission et l'Alliance de la fonction publique du Canada. La date d'échéance de cette convention a été le mois de septembre 1974 et les négociations en vue d'un renouvellement ont commencé peu après. Avant les négociations, la Commission avait étudié la classification des emplois pour ses employés d'exécution et elle s'en est servi comme base pour négocier les contrats avec l'Alliance.

Les négociations ont duré plusieurs mois et l'on est parvenu à un accord provisoire avec les représentants de l'Alliance le 1er février 1975, à l'aide d'une commission de conciliation. Les employés ayant refusé les propositions, l'on a dû soumettre la question à la commission de conciliation, dont la recommandation sera sujette à l'acceptation de la Commission et de l'Alliance.

L'exploitation des services a continué d'augmenter considérablement; pourtant, en dépit de cette augmentation, la tendance inflationniste en ce qui concerne les dépenses a causé une perte nette pour l'année budgétaire de \$1,187,000. Le revenu total est de \$19,064,000, ce qui représente une augmentation de \$3,460,000 ou 22% par rapport à l'année précédente. Le revenu provenant de la vente de l'électricité en 1974-75, a été de \$15,505,000, soit une augmentation de \$2,482,000 ou 19%. De cette augmentation, l'accroissement normal de la charge a représenté \$2,306,000 ou 18%, et les plus fortes augmentations ont été relevées à Whitehorse, Frobisher Bay et Mayo. Le reste de l'augmentation, soit \$176,000 est attribué aux revenus accrus provenant du fonctionnement pendant tout l'année 1974-75 des centrales qui ont été ajoutées au système pendant l'année 1973-74, ainsi que du revenu provenant des six centrales ajoutées en 1974-75.



Operator checking electrical circuits at Resolute

L'opérateur faisant l'inspection des circuits électriques à Resolute

in October, 1974. The Commission greatly appreciates the devoted long service of these employees.

Pay and working conditions for non-supervisory staff at N.C.P.C. utility plants are regulated by collective agreement negotiated between the Commission and the Public Service Alliance of Canada. The agreement expired in September, 1974 and negotiations for renewal started shortly after expiry. Prior to negotiation, the Commission had made a job classification study for its operational employees and used this study as a basis for contract negotiations with the Alliance.

Negotiations extended over several months, and a tentative agreement with Alliance representatives was reached on February 1, 1975 with the assistance of a Conciliation Board. Employees rejected the proposals and the matter was referred to the Conciliation Board for their recommendation, which will be subject to acceptance by the Commission and the Alliance.

Utility operations continued to show appreciable growth but, despite an increase in income, the highly inflationary trends in expenditures resulted in a net loss for the year amounting to \$1,187,000. Total income amounted to \$19,064,000, an increase of \$3,460,000 or 22% over last year. Income from sale of electricity increased by \$2,482,000 or 19%, to a total of \$15,505,000 in 1974-75. Of this increase, normal load growth accounted for \$2,306,000 or 18%, with the largest dollar increase occurring in Whitehorse, Frobisher Bay,

La génération brute d'énergie électrique pendant l'année s'est montée à 620 millions kWh. L'énergie de pointe s'élève à 112,000 kW, ce qui représente 67% du total de la capacité des installations thermiques et hydroélectriques qui est de 166,000 kW.

Les revenus provenant du chauffage étaient \$2,246,000, soit une augmentation de \$601,000 ou de 36% sur l'année 1973-74. A peu près \$80,000 de cette augmentation est le résultat des ventes accrues à Inuvik et à Frobisher Bay, à cause d'un hiver plus rigoureux que celui de l'année précédente. Le reste, \$520,000 est dû à une hausse des tarifs qui est entrée en vigueur en 1973-74 par suite de l'augmentation énorme du coût du combustible et des autres coûts. Par exemple, le coût du charbon utilisé à Moose Factory a augmenté de \$28.00 la tonne en 1973 à \$58.00 la tonne en 1974.

Les revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation des installations se sont montés à \$813,000. Cette somme représente une augmentation de \$377,000 sur l'année précédente, et se rapporte principalement aux réparations et aux modifications au système utilidor à Frobisher Bay, pour le gouvernement des T.N.O.

Les dépenses d'exploitation des centrales se chiffrent à \$14,885,000 ce qui représente \$4,163,000 ou 39% de plus qu'en 1973-74. De cette augmentation \$74,000 se rapportent au coût d'une année complète d'exploitation des deux centrales ajoutées en 1973-74, et au coût d'une année partielle de fonctionne-

Continued on Page 16

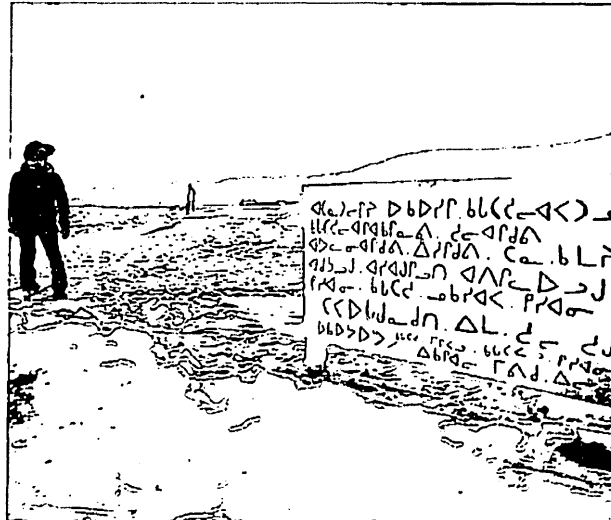
Filled to the brim with girlish glee

Trois jeunes écolières



Inuktitut spoken here

Ici on parle Inuktitut





AUDITOR GENERAL OF CANADA

AUDITEUR GENERAL DU CANADA

Ottawa, Ontario K1A 0G6

Ottawa, le 25 juillet 1975

July 25, 1975.

The Honourable J. J. Buchanan, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

L'honorable J. J. Buchanan, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du
Nord canadien
Ottawa

Monsieur le Ministre,

Dear Mr. Buchanan,

J'ai examiné le bilan de la Commission d'énergie du Nord canadien au 31 mars 1975, ainsi que l'état des revenus et dépenses, l'état des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière pour l'année terminée à cette date. Mon examen a comporté une revue générale des méthodes de comptabilité et les sondages de registres comptables et de pièces justificatives que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

I have examined the balance sheet of Northern Canada Power Commission as at March 31, 1975 and the statements of income and expense, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. My examination included a general review of the accounting procedures and such tests of accounting records and other supporting evidence as I considered necessary in the circumstances.

A mon avis, ces états financiers présentent un aperçu juste et fidèle de 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'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus. De plus, compte tenu du redressement rétroactif causé par le changement dans la comptabilisation des actifs contribués tel que mentionné à la note 2 des états financiers, ces principes comptables ont été appliqués, à mon avis, de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

In my opinion, these financial statements give a true and fair view of the financial position of the Commission as at March 31, 1975 and the results of its operations and changes in financial position for the year then ended, in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year after giving retroactive effect to the change in accounting for contributed assets, as described in Note 2 to the financial statements.

I further report that, in my opinion, proper books of account have been kept by the Commission, the financial statements are in agreement therewith and the transactions that have come under my notice have been within the statutory power of the Commission.

De plus, je déclare que la Commission, à mon avis, a tenu des livres de comptabilité appropriés, que les états financiers sont conformes à ces derniers et que les opérations dont j'ai eu connaissance ont été effectuées dans le cadre de ses pouvoirs statutaires.

Yours sincerely,

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

L'Auditeur général du Canada

Auditor General of Canada.

**STATEMENT OF INCOME AND EXPENSE
FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1975**

**ETAT DES REVENUS ET DEPENSES
POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1975**

	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Income			Revenus:
Sale of power	\$15,505,083	\$13,023,035	Ventes de courant
Sale of heat	2,245,543	1,644,825	Ventes de chaleur
Contract income	813,106	436,226	Travaux à forfait
Water and sewerage	184,423	168,555	Services d'eau et d'égout
Interest	144,750	251,427	Intérêts
Other	170,598	80,138	Divers
	<u>19,063,503</u>	<u>15,604,206</u>	
Expense			Dépenses:
Operation and maintenance			Exploitation et entretien:
Salaries and wages	3,624,086	2,803,997	Traitements et salaires
Fuel and lubricants	5,597,051	3,692,783	Combustibles et lubrifiants
Depreciation	1,577,869	1,305,268	Amortissements (Note 1)
Plant, including maintenance	1,512,895	1,263,291	Centrales, y compris l'entretien
Travel removal and vehicle expense	673,849	563,891	Voyages, transport et déménagements
Employees' board and accom- modation (net)	466,374	318,652	Pension et logements des employés (coût net)
Materials and services	681,729	318,781	Matériaux et services
Amortization of deferred charges	173,528	76,155	Amortissements des frais reportés
Other	548,022	348,921	Divers
	<u>14,855,403</u>	<u>10,691,739</u>	
Engineering and general administration			Administration et services techniques:
Salaries	1,870,531	1,589,131	Traitements
General office expense including amortization of deferred charges of \$42,285 (\$30,000 in 1974)	653,567	463,083	Frais divers de bureau, y compris l'amortissement des frais reportés de \$42,285 (\$30,000 en 1974)
Travel	223,709	97,277	Voyages
Office accommodation including depreciation of \$77,766 (\$51,089 in 1974)	170,058	115,293	Locaux, y compris l'amortissement de \$77,766 (\$51,089 en 1974)
	<u>2,917,865</u>	<u>2,264,784</u>	
Less amounts charged to capital and recoverable projects	1,267,005	958,331	Moins: les sommes portées au compte des immobilisations et des projets recouvrables
	<u>1,650,860</u>	<u>1,306,453</u>	
	<u>16,506,263</u>	<u>11,998,192</u>	
Operating income	2,557,240	3,606,014	Revenu net de l'exploitation
Interest on advances from Canada	3,743,806	3,251,667	Intérêts sur avances du Canada
Net (loss) income	<u>\$(1,186,566)</u>	<u>\$ 354,347</u>	(Perte nette) revenu net

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

BALANCE SHEET AS AT MARCH 31, 1975

<u>Assets</u>	<u>1975</u>	<u>1974</u>	<u>Actif</u>
Current assets			Actif à court terme
Cash in bank	\$ 402,527	\$ 1,644,206	Encaisse
Accounts receivable	6,184,858	4,421,712	Comptes à recevoir
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	4,534,691	3,040,334	Stocks d'entretien et de fournitures d'exploitation, au prix coûtant
	<u>11,122,076</u>	<u>9,106,252</u>	
Bonds held as consumers' security deposits	<u>50,000</u>	<u>75,000</u>	Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs
Fixed assets, at cost			Immobilisations, au prix coûtant
Electric power plants	47,815,793	44,579,057	Centrales électriques
Transmission and distribution systems	20,347,333	19,008,279	Systèmes de transport et de distribution d'énergie
Other utilities	2,996,251	1,273,257	Autres systèmes de service
Staff accommodation	3,242,358	2,745,393	Logements du personnel
Warehouses, motor vehicle and general facilities	4,426,886	3,678,845	Entrepôts, véhicules, aménagements généraux
	<u>78,828,621</u>	<u>71,284,831</u>	
Less accumulated depreciation	16,177,218	14,763,429	Moins: Amortissement accumulé
	<u>62,651,403</u>	<u>56,521,402</u>	
Projects under construction	<u>62,763,296</u>	<u>22,241,101</u>	Construction en cours
Assets contributed by Canada and others --- nominal value (Note 2)	<u>1</u>	<u>1</u>	Actif contribué par le Canada et autres --- valeur nominal (Note 2)
	<u>125,414,700</u>	<u>78,762,504</u>	
Deferred charges	<u>418,909</u>	<u>342,587</u>	Frais reportés
	<u>\$137,005,685</u>	<u>\$88,286,343</u>	

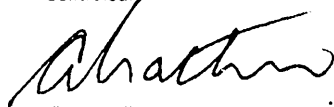
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

Les notes ci-jointes font parties intégrante des états financiers.

Certified correct:

Certifié exact:

Contrôleur

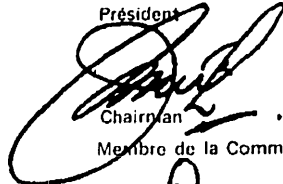


Comptroller

Approved on behalf of the Commission:

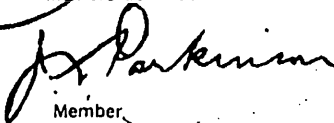
Approuvé au nom de la Commission:

Président



Chairman

Membre de la Commission



Member

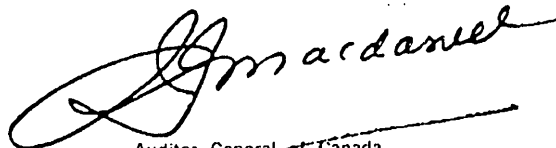
BILAN AU 31 MARS 1975

<u>Liabilities</u>			<u>Passif</u>
	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Current liabilities			Passif à court terme
Accounts payable	\$10,449,333	\$ 6,178,912	Comptes à payer
Contractors' holdback	1,828,653	557,260	Retenues des entrepreneurs
Due on Government of Canada advances	<u>—</u>	<u>138,200</u>	A payer sur avances du Canada
	<u>12,277,986</u>	<u>6,874,372</u>	
Consumers' and other security deposits	<u>72,944</u>	<u>97,144</u>	Dépôts des consommateurs et autres garanties
<u>Equity of Canada:</u>			<u>Avoir du Canada:</u>
Advances (Note 3)	119,713,201	75,186,707	Avances (Note 3)
Retained earnings			Bénéfices non répartis
Reserve for contingencies	4,321,879	3,938,879	Reserve pour éventualités
Unappropriated retained earnings	<u>619,675</u>	<u>2,189,241</u>	Bénéfices non répartis non affectés
	<u>4,941,554</u>	<u>6,128,120</u>	
	<u>124,654,755</u>	<u>81,314,827</u>	
	<u>\$137,005,685</u>	<u>\$88,286,343</u>	

I have examined the above balance sheet and the related statements of income and expense, retained earnings and changes in financial position and have reported thereon under date of July 25, 1975 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

J'ai examiné le bilan ci-dessus ainsi que l'état des revenus et dépenses, l'état des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière s'y rapportant et j'en ai fait rapport le 25 juillet 1975 au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

L'Auditeur général du Canada



Auditor General of Canada

**STATEMENT OF RETAINED EARNINGS
FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1975**

**ETAT DES BENEFICES NON REPARTIS
POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1975**

	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Reserve for Contingencies			Réserve pour éventualités
Balance at beginning of year	\$ 3,938,879	\$ 3,573,879	Solde au début de l'année
Transfer from balance of retained earnings	383,000	365,000	Transfert de bénéfices
Balance at end of year	<u>4,321,879</u>	<u>3,938,879</u>	Solde à la fin de l'année
Unappropriated retained earnings			Bénéfices non répartis non affectés
Balance at beginning of year			Solde au début de l'année
As previously reported	<u>148,046</u>	<u>445,024</u>	Tel que déclaré l'an dernier
Add:			Ajouter:
Equity reinvested in fixed assets	2,004,496	1,914,496	Avoir réinvesti dans des immobilisations
Write-down of fixed assets contributed by Canada and others — nominal value (Note 2)	36,699	36,699	Réduction à une valeur nominale des immobilisations contribuées par le Canada et d'autres (Note 2)
Prior periods' adjustments (Note 4):			Redressement des années précédentes (Note 4): redressement de l'amortissement de véhicules
Vehicle depreciation restated	<u>—</u>	<u>(196,325)</u>	
As restated	<u>2,041,195</u>	<u>1,754,870</u>	
Net (loss) income	<u>(1,186,566)</u>	<u>354,347</u>	Solde redressé (Perte nette) revenu net
	<u>1,002,675</u>	<u>2,554,241</u>	
Transfers to reserve for contingencies	<u>383,000</u>	<u>365,000</u>	Transferts à la réserve pour éventualités
Balance at end of year	<u>619,675</u>	<u>2,189,241</u>	Solde à fin de l'année
Total retained earnings	<u>\$ 4,941,554</u>	<u>\$ 6,128,120</u>	Total des bénéfices non répartis

STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1975

ETAT DE L'EVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIERE POUR L'ANNEE TERMINEE LE 31 MARS 1975

	<u>1975</u>	<u>1974</u>	
Funds provided by			Provenance des fonds
Operations			Exploitation
Net (loss) income for the year	\$(1,186,566)	\$ 354,347	(Perte nette) revenu net de l'année
Items not requiring the outlay of funds			Amortissement ne comportant pas de déboursé
Depreciation	1,655,635	1,356,357	Immobilisations
Amortization of deferred charges	215,813	106,155	Frais reportés
	<u>684,882</u>	<u>1,816,859</u>	
Loans from Canada	43,102,000	17,975,000	Avances du Canada
Accrued interest on loans from Canada	2,849,025	790,544	Intérêts courus sur les avances du Canada
Disposal of fixed assets	43,500	10,970	Vente d'immobilisations
Other (net)	800	8,886	Divers (net)
	<u>46,680,207</u>	<u>20,602,259</u>	
Funds applied to			Utilisation des fonds
Additions to fixed assets	48,351,331	21,843,919	Immobilisations additionnelles
Repayment of Canada loans	1,424,531	1,580,129	Remboursement des avances du Canada
Additions to deferred charges	292,135	224,767	Augmentations des frais reportés
	<u>50,067,997</u>	<u>23,648,815</u>	
Decrease in working capital	3,387,790	3,046,556	Diminution du fonds de roulement
Working capital at beginning of year	<u>2,231,880</u>	<u>5,278,436</u>	Fonds de roulement au début de l'année
Working capital (deficiency) at end of year	<u>\$(1,155,910)</u>	<u>\$ 2,231,880</u>	Fonds de roulement (déficit) à la fin de l'année
The accompanying notes are an integral part of the financial statements.			Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers.

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

1. Accounting Policies

Depreciation Policy

It is a policy of the Commission to calculate depreciation on fixed assets purchased out of advances from Canada using the sinking fund method. This has the effect of charging as depreciation an amount equivalent to the principal repayment of the associated loan which itself is amortized over the estimated economic life of the asset. For assets purchased from internally generated funds and the head office building, the Commission charges straight-line depreciation over the estimated economic life of the asset.

Projects Under Construction

The Commission receives funds for capital expenditures by way of interest bearing advances from Canada. Interest at current rates is added to the capital cost of fixed assets under construction and is capitalized on completion of each project. Engineering and technical support expense is charged to capital expenditures as a component of fixed asset cost on the basis of time reported at appropriate labour and overhead rates. A share of general administration expense is charged to capital projects as a percentage of project cost, based on the measure of effort spent on capital projects.

Deferred Charges

Deferred charges represent the unamortized costs of relocating the Head Office of the Commission from Ottawa to Edmonton and of terminated project site investigations. The Head Office relocation costs and project site investigations are being written off to operations over a period of five years and three years respectively.

2. Gifted Assets—Contributed Surplus

Fixed assets gifted to the Commission by Canada and others have been written off to better reflect the absence of any depreciation charge and associated incremental revenue. March 31, 1974 figures have been restated to be comparable with those of the year ended March 31, 1975.

3. Advances From Canada

Advances from Canada including interest capitalized upon completion of each project are repaid by equal annual instalments of principal and interest over the estimated economic life of the related assets which varies from ten to forty years. During 1975-76 the Commission will pay the sum of \$1,720,896 in respect of the principal of such loans with interest rates varying from 3 1/8% to 9 3/4%.

4. Prior Periods' Adjustments

During the year 1973-74 the Commission changed its policy on the depreciation of motor vehicles from an annuity basis over the life of the loans used for their acquisition to a straight-line basis over four years which resulted in a prior periods' adjustments of \$196,325.

5. Remuneration of Members and Officers

The aggregate remuneration paid by the Commission during the fiscal year ended March 31, 1975 to its three members and six officers of whom one is also a member was \$1,200 and \$147,135 respectively.

NOTES AUX ETATS FINANCIERS

1. Conventions comptables

Politique d'amortissement

C'est la politique de la Commission de calculer l'amortissement sur les immobilisations, achetées grâce aux avances du Canada, en utilisant la méthode du fonds de remboursement. Ceci a comme effet d'imputer comme amortissement un montant équivalent au remboursement du capital de l'emprunt associé qui, lui-même, est amorti sur la durée économique prévue de l'immobilisation. Pour ce qui est des immobilisations achetées à partir des bénéficiaires et des immobilisations du siège social, la Commission impute la méthode d'amortissement linéaire sur la prévision de la vie utile de l'immobilisation.

Projets en voie de construction

La Commission reçoit des fonds pour des dépenses en capital sous forme d'avances du Canada et portant intérêts. L'intérêt aux taux courants est ajouté au coût en capital des immobilisations en voie de construction et est capitalisé lors de la terminaison de chaque projet. Les dépenses d'ingénierie et d'apport technique sont imputées aux comptes des immobilisations comme en faisant partie intégrale. Ces dépenses représentent les heures consacrées aux différents travaux et les frais généraux à leurs taux respectifs. Une partie des dépenses générales d'administration est imputée au compte des projets d'immobilisations à raison d'un pourcentage du coût du projet, basé sur la quantité de travail consacré aux projets d'immobilisations.

Frais reportés

Les frais reportés représentent le coût non amorti de la relocalisation du siège social de la Commission d'Ottawa à Edmonton et de clôture du projet de la recherche de site. Les coûts de relocalisation du siège social et les projets de recherches sont radiés de l'exploitation couvrant une période de cinq et trois ans respectivement.

2. Actifs donnés — Surplus d'apport

Les immobilisations données à la Commission par le Canada et d'autres, ont été radiées pour améliorer le reflet de l'absence d'un amortissement imputé et associé à l'augmentation du revenu. Au 31 mars 1974, les chiffres ont été redressés pour pouvoir comparer avec ceux de l'année terminée le 31 mars 1975.

3. Avances du Canada

Les avances du Canada, y compris les intérêts capitalisés à la fin de chaque projet sont alors remboursées sous forme de versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts répartis sur la durée économique prévue de l'actif en question, période qui varie de dix à quarante ans. Au cours de l'année 1975-76, la Commission versera \$1,720,896 sur le principal de ces emprunts avec taux d'intérêt variant de 3 1/8% à 9 3/4%.

4. Régularisation des années antérieures

Pendant l'année 1973-74 la Commission a changé sa politique d'amortissement des véhicules moteurs passant d'une annuité basée sur la vie des emprunts utilisés pour l'acquisition à une méthode linéaire basée sur une période de quatre ans, dont résulte une régularisation des années antérieures de \$196,325.

5. Rémunération des administrateurs et fonctionnaires exécutifs

La rémunération globale payée par la Commission durant l'année fiscale terminée le 31 mars 1975 à ses trois administrateurs et six fonctionnaires exécutifs (dont l'un est également administrateur) était de \$1,200 et \$147,135 respectivement.

Continued from page 9

and Mayo. The remaining increase of \$176,000 was due to increased income for a full year's operation in 1974-75 of the plants which came into operation in the prior year, together with the income from the six plants added to the system during the fiscal year under review.

Gross generation of electrical energy during the year totalled 620 million KWH. Peak loads totalled 112,000 KW which represented 67% of total installed thermal and hydro capacity of 166,000 KW.

Income from the sale of heat amounted to \$2,246,000, an increase of \$601,000 or 36% over 1973-74. About \$80,000 of this increase resulted from the increased sales because of the colder winter in Inuvik and Frobisher Bay. The remaining \$520,000 related to increased heating tariffs which were put into effect in 1973-74 because of greatly increased fuel and other costs. As an example, the cost of coal in Moose Factory increased from \$28.00 per ton in 1973 to \$58.00 per ton in 1974.

Income from construction, maintenance and operation of facilities amounted to \$813,000. This was an increase of \$377,000 over the prior year, and related primarily to repairs and modifications to the utilidor system in Frobisher Bay for the Government of the N.W.T.

Plant operating expense of \$14,885,000 was \$4,163,000 or 39% more than in 1973-74. Of this increase, \$74,000 related to the additional cost of a full year's operation of two plants added in 1973-74 and the part-year cost of six plants added in 1974-75. The remaining increase was \$4,089,000 or 38% over last year, and related to costs arising from increased sales as well as economic increases in salaries, fuel oil, and other operating expenses. The increased cost of fuel alone was \$1,904,000 or 52% more than in 1973-74, reflecting increased thermal generation as well as higher fuel prices. In 1974-75, 15.9 million gallons of oil were used, an increase of 3.3 million gallons or 26% over the prior year.

A systematic review of diesel engine performance in the Northwest Territories was carried out under regional supervision during the year. It revealed potential trouble in a number of engines, and enabled preventive maintenance to be carried out with corresponding cost savings.

Administration expense includes the cost of regional offices in Yellowknife and Whitehorse and of Head Office. The increase in total expense of \$653,000 over the prior year related to general economic increases in salaries and other office costs, together with the additional support costs of the capital expansion program. These latter costs, amounting to over \$300,000, were charged to capital and other related projects, and a total of \$1,267,000 was so charged in the fiscal year. The regional

Suite de la page 9

ment des six centrales ajoutées en 1974-75. Le reste de l'augmentation de \$4,089,000, 38% de plus que l'année passée, correspond aux coûts provenant de l'accroissement des ventes, à la hausse des salaires, à l'augmentation du prix du mazout et des autres dépenses d'exploitation. L'augmentation du coût du combustible à lui seul est de \$1,904,000 ou 52% de plus qu'en 1973-74, ce qui reflète l'augmentation de la génération d'énergie thermique et le prix plus élevé du combustible. En 1974-75, 15.9 millions de gallons de mazout ont été consommés, soit une augmentation de 3.3 millions de gallons ou 26% de plus que l'année précédente.

Pendant l'année, sous la surveillance de son personnel régional, la Commission a fait une étude systématique du rendement des moteurs diesel dans les Territoires du Nord-Ouest. Cette étude a révélé que plusieurs moteurs pourraient avoir des pannes et ceci a permis au personnel de s'en occuper en vue de prévenir ces problèmes et réduire les coûts d'entretien.

Les dépenses d'administration comprennent le coût des bureaux régionaux à Yellowknife et à Whitehorse et celui du siège social. L'augmentation de \$653,000 des dépenses totales par rapport à l'année précédente est attribuée à la hausse des salaires et des autres dépenses de bureau ainsi qu'aux coûts supplémentaires de soutien du programme de développement des immobilisations. Ces derniers coûts se chiffrant à quelque \$300,000 ont été mis au compte des immobilisations et des autres projets apparentés, et ainsi le compte de l'année a été débité de la somme de \$1,267,000.

Les bureaux régionaux ont continué de soutenir les centrales en cours de construction et les projets majeurs d'entretien.

Des intérêts se chiffrant à \$3,744,000 ont été versés au Canada sur les avances pour l'immobilisation. Les taux d'intérêt ont varié de 3 1/8 % sur les prêts reçus en 1953 jusqu'à un maximum de 9 3/4 % sur des prêts d'une durée de 20 ans, reçus en 1974-75. L'amortissement pour l'année a été de \$1,656,000 et ceci comprend un montant de \$1,563,000 qui correspond au remboursement au Canada du capital sur ces prêts.

L'actif immobilisé au coût de \$141,592,000 a augmenté de \$48,066,000 pendant l'année. Environ \$3.2 millions de cette augmentation se rapportent aux centrales diesels et électriques, \$1.3 millions aux systèmes de transport et de distribution d'énergie, \$750,000 aux entrepôts, aux véhicules et aux aménagements généraux, \$500,000 aux logements du personnel et \$1.7 millions aux autres services publics.

Le coût des projets en cours a augmenté d'environ \$40 millions, dont quelque \$36 mil-

offices continued to give support to plants in construction and major maintenance projects.

Interest amounting to \$3,744,000 was paid to Canada on advances received on loan for capital projects. Rates of interest varied from 3 1/4 % on loans received in 1953 to a high of 9 3/4 % on 20 year loans received during 1974-75. Included in the total of \$1,656,000 charged for depreciation was an amount of \$1,563,000 equivalent to repayments to Canada of principal amounts on these loans.

Capital assets at cost of \$141,592,000 increased by \$48,066,000 during the year. Some \$3.2 million of this increase related to diesel electric power plants, \$1.3 million to transmission and distribution systems, \$750,000 to warehouses, motor vehicles and general facilities, \$500,000 to staff accommodation, and \$1.7 million to other utilities.

Projects under construction increased by some \$40 million, some \$36 million of this related to new hydro developments at Aishihik, Snare and Taltson.

The Commission is required to charge utility rates which include a reserve for contingency. Policy is to build up a reserve not to exceed 6% of cost of capital assets at each plant. The reserve amounted to \$4,322,000 or 3.1% of cost of capital assets at March 31, 1975, after transfer during the year of \$383,000 from retained earnings. As earnings at each plant permit, further transfer will be made in accordance with this policy.

The Commission is also required to review its rates for public utilities annually, so as to recover costs as defined in its authorizing Act. For very many years, the reviews had resulted in rate reductions, so that power rates charged in 1973 were lower than those charged when plants first went into production. Cost increases during this period were absorbed out of increased revenues.

Since 1973, with the change in world fuel oil prices and the increased rates of inflation affecting the costs of construction, salaries, supplies and interest rates, the situation has changed abruptly.

With regret, the Commission has been obliged to increase rates for utility services at some of its plants. In all cases, rate increases were made after consultation with the Territorial Public Utilities Boards.

There is, at present, every indication that further rate increases will be necessary. In common with every other utility company, the Commission is obliged to pass on to its customers increased costs caused by inflation. The Commission is seeking, wherever it can, to substitute the more stable cost hydro-electric power for diesel power so as to keep rates as low as possible.

lions couvrent les dépenses des nouveaux développements hydro-électriques à Aishihik, à Snare et à Taltson.

La Commission est requise par la loi d'établir ses taux de telle sorte qu'ils incluent une réserve pour éventualités. La politique est d'établir une réserve qui n'excède pas 6% du coût des immobilisations à chaque centrale. La réserve s'élevait à \$4,322,000 ou 3.1% de l'actif au 31 mars 1975, après que fut fait au cours de l'année un virement de \$383,000 provenant des revenus retenus. Aux fur et à mesure que les bénéfices le permettront, d'autres virements seront effectués selon cette politique.

La Commission doit aussi revoir chaque année ses taux de services publics pour récupérer ses coûts, ainsi que stipule le mandat qui lui est conféré. Pendant plusieurs années, ces révisions avaient abouti à la réduction des taux, de telle sorte que les taux de l'énergie électrique imposés en 1973 ont été plus bas que ceux imposés lors de l'ouverture des centrales. L'augmentation des coûts pendant cette période a été absorbée par l'accroissement des revenus.

Depuis 1973, la situation a changé radicalement à cause de la hausse mondiale du prix du mazout et à cause de la croissance du taux d'inflation qui affecte le coût de la construction, les salaires, les matériaux et les taux d'intérêt.

A regret, la Commission a été obligée d'augmenter les taux des services publics à une vingtaine de ses centrales. Dans tous les cas, la Commission n'a effectué la hausse qu'après avoir consulté le Conseil des services publics des Territoires.

Il est apparent actuellement qu'il sera nécessaire de continuer à augmenter les taux de ses services. Comme toute compagnie d'énergie électrique, la Commission se voit forcée de faire absorber par ses clients l'augmentation des coûts causée par l'inflation. La Commission essaie, où elle le peut, de substituer à l'énergie diesel l'énergie hydro-électrique dont le coût est plus stable: ceci afin de maintenir le prix de l'énergie le plus bas possible.

Engine maintenance at Pangnirtung

L'entretien des moteurs à Pangnirtung



PLANNING FOR THE FUTURE

The Commission maintains a continuing program to review future demands for power and alternative sources of energy supply. Where alternatives are reasonably available, studies are developed to determine the most economic and feasible plans to meet the projected demand, compatible with social and environmental objectives.

The major efforts over the past year have centered around the expansion of the Commission's three largest hydro systems, in the Whitehorse, Yellowknife and Taltson-Pine Point areas. Plans are in progress to develop further hydro power at each of these locations.

Water license restrictions at present applicable to the Aishihik project led to a study of plant load distribution in the Whitehorse system for the next 15 years. The study confirmed the value of increased water storage at Aishihik Lake, and the Commission will seek an amendment to the water licence to enable optimum use of the water available for all purposes, including fisheries and environmental use.

A new control structure is planned for Marsh Lake to replace the old dam which is over 25 years old and showing signs of deterioration. Following public hearings before the Yukon Territory Water Board, the Commission received a water licence approving the new structure which is designed to permit fuller water control of the Yukon River for improved generating capacity in the future.

The long term demand for power in the southern Yukon has been reviewed and the Commission has concluded that a large capacity hydro site will be necessary early in the 1980's. This conclusion has been given wide publicity in the Yukon, and public meetings have been held in several of the larger centres for the information of the public. By this means, the Commission expects to get some guidance from Yukoners as to their own priorities and preferences for such a power development, from amongst possible sites including the Frances River, Granite Canyon on the Pelly River, Five Fingers Rapids on the Yukon River, and Fraser Falls on the Stewart River.

Pending selection of a site for a major pro-

Chief Arrowmaker of Rae receives a cheque for land clearing

Le chef Arrowmaker de la réserve de Rae recevant un chèque pour un travail exécuté par la tribu

PERSPECTIVES D'AVENIR

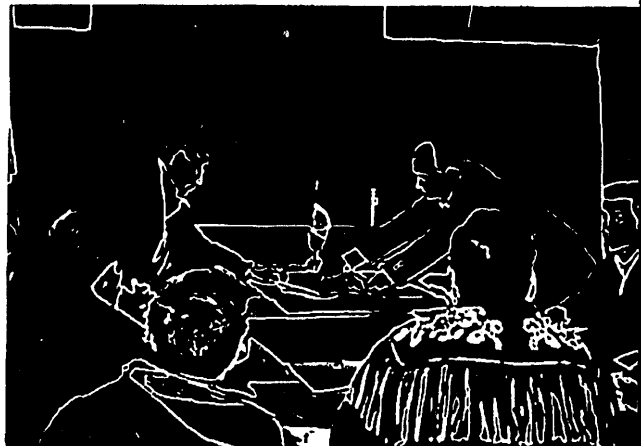
La Commission poursuit un programme continu qui a pour but d'étudier les futures demandes d'énergie et les autres sources d'approvisionnement énergétique. Lorsque des alternatives sont assez facilement disponibles, des études sont entreprises pour déterminer les plans qui permettraient de rencontrer la demande prévue de la façon la plus économique et réalisable, tout en étant compatible avec les objectifs sociaux et écologiques.

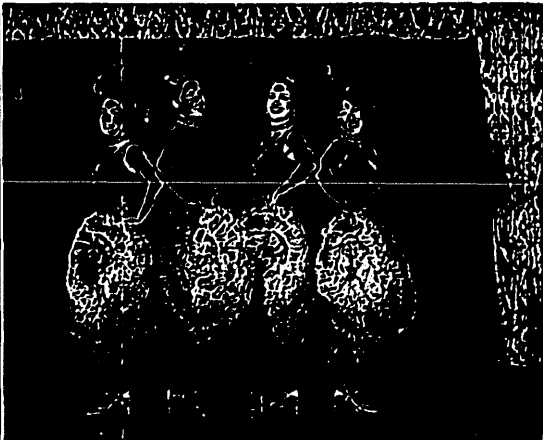
L'expansion des trois plus grands systèmes hydro-électriques de la Commission, dans les régions de Whitehorse, de Yellowknife et de Taltson-Pine Point, représente les efforts de l'année qui se termine. Des plans en cours ont pour but de développer plus d'énergie hydro-électrique à chacun de ces endroits.

Les restrictions du permis d'eau qui touchent actuellement le projet d'Aishihik ont conduit à une étude de la distribution de la charge des centrales dans le système de Whitehorse pour les 15 années à venir. L'étude a confirmé qu'il serait avantageux d'entreposer plus d'eau au lac Aishihik, et la Commission va tenter de faire modifier le permis d'eau pour permettre la plus grande utilisation d'eau disponible à toute fin, y compris la pêche et les fins écologiques.

Un nouveau barrage est prévu à Marsh Lake afin de remplacer celui qui existe depuis plus de 25 ans et qui donne des signes de détérioration. A la suite d'une audition publique devant l'Office des eaux du territoire du Yukon, la Commission a obtenu un permis d'eau approuvant le nouveau barrage qui est conçu de façon à permettre un plus grand contrôle de l'eau de la rivière Yukon afin d'en augmenter dans l'avenir sa capacité génératrice.

La demande à long terme d'énergie dans le sud du Yukon a été réétudiée et la Commission





Sourdough Rendezvous festivities at Whitehorse
Photo by Yukon Government



Les fêtes du Rendez-vous du Sourdough à Whitehorse

Photo par Michael Helm, Whitehorse

ject, and to provide economic power to meet continued load growth on the Whitehorse system, it is planned to add a fourth hydro unit to the present plant at Whitehorse Rapids. This unit of some 20 MW will use water which is now being spilled, and generate in the order of 70 million KWH a year. It is expected to be on line in 1978.

The steady increase in demand for power in the Fort Smith-Pine Point-Fort Resolution system has resulted in the need to provide peaking power by diesel over the past year. In the longer term, it is planned to add an additional hydro plant of some 15 MW capacity at Elsie Falls, one mile below the existing plant at Twin Gorges on the Taltson River. In the short run, as an economic alternative to diesel generation in view of rapidly escalating fuel costs, it has been decided to add a small extension to the plant at Twin Gorges to become operational in 1976. The extension will consist of four 1 MW hydro units of such a design that they can be removed and reinstalled elsewhere when the plant at Elsie Falls is completed in 1978.

The present 170 mile, 115 KV transmission line from Taltson hydro plant to Pine Point, is operating at close to full capacity and will require improvement as the load continues to grow. It is proposed to construct a second line to accommodate plans for system expansion. Such a line will improve system regulation, reliability, and economy.

The Commission is also in process of discussions with Alberta Power Limited and communities in the southern Great Slave Lake area, on the potential benefits and costs of a system intertie with the company's thermal plant in northern Alberta.

Growth of the economy in the Yellowknife

a conclu qu'un site hydro-électrique d'une grande capacité sera nécessaire au début des années 1980. Cette conclusion s'est vue entourer de beaucoup de publicité dans le Yukon, et des assemblées publiques ont eu lieu dans plusieurs centres importants pour en informer le public. Ainsi, la Commission s'attend à obtenir des recommandations des gens du Yukon quant à leurs priorités et préférences en ce qui a trait aux sites possibles d'un développement hydro-électrique qui incluraient la rivière Frances, Granite Canyon sur la rivière Pelly, Five Fingers Rapids sur la rivière Yukon et Fraser Falls sur la rivière Stewart.

En attendant la sélection d'un site pour un projet majeur, et pour fournir la puissance économique requise afin de répondre à l'accroissement de la charge sur le système de Whitehorse, l'addition d'une quatrième unité hydro-électrique à la centrale actuelle de Whitehorse Rapids a été prévue. Cette unité de quelque 20 mW emploiera l'eau qu'on laisse s'écouler en ce moment, et produira dans les environs de 70 millions kWh par année. On s'attend à ce qu'elle fonctionne en 1978.

L'accroissement constant de la demande d'énergie dans le système Fort Smith-Pine Point-Fort Resolution a créé la nécessité de produire de l'énergie de pointe par diesel, depuis les dernières années. Les projets à long terme prévoient l'addition d'une autre centrale hydro-électrique d'une capacité de quelque 15 mW à Elsie Falls, à un mille en bas de celle qui se trouve à Twin Gorges sur la rivière Taltson. En fin de compte, comme alternative économique à la production diesel, la décision a été prise, à cause de l'escalation rapide du coût du mazout, d'ajouter une petite extension à la centrale de Twin Gorges qui commencera à fonctionner

area has increased the demand for power to the extent that standby diesel units in Yellowknife have been used to supplement hydro supplies at peak periods. The sudden increase in fuel costs in 1973 advanced the need for additional hydro supplies, and plans have been made to develop the full head of 78 feet between Snare Falls and Strutt Lake on the Snare River. The first phase of this development at Snare Forks is due to be completed in 1976. The second phase, at Snare Cascades, is expected to be on line in 1977. These two plants will provide an additional 13 MW to the Yellowknife system.

Future development for the Yellowknife system is expected to be on the Lac La Martre River, about 100 miles northwest of Yellowknife. Reconnaissance and drilling programs have been carried out to identify site alternatives, foundation conditions and areas of social and environmental concern. The site has a potential of 40 to 50 MW, and the timing of development will depend mainly on the continued activities of the mining industry in the area.

In other locations the pressure of highly inflationary costs has prompted further investigation to explore the feasibility of substituting hydro power for the present diesel units. These locations include Coppermine, Fort Simpson, Frobisher Bay, Inuvik and Norman Wells in N.W.T., and Dawson, Y.T.

Poles from Watson Lake used for transmission lines

Photo by Yukon Government

Poteaux de la région de Watson Lake servant dans la construction de réseaux de transport

Photo par le Gouvernement du Yukon



en 1976. Cette extension comprendra quatre unités hydro-électrique de 1 mW construites de telle façon qu'elles puissent être enlevées et réinstallées ailleurs lorsque la centrale à Elsie Falls sera complétée en 1978.

En ce moment la ligne de transmission de 115 kW soit 170 milles entre la centrale hydro-électrique de Taltson jusqu'à Pine Point, fonctionne presque à pleine capacité et exigera des améliorations à mesure que la charge continuera d'augmenter. On propose de construire une seconde ligne pour aller selon les plans d'expansion du système. Une telle ligne améliorera la régulation du système et le rendra plus sûr et économique.

La Commission est en train de discuter avec Alberta Power Limited et les communautés de la région du sud du Grand Lac des Esclaves, les avantages possibles et les coûts d'un système relié à la centrale thermique de la compagnie dans le nord de l'Alberta.

L'accroissement de l'économie dans la région de Yellowknife a fait grandir la demande d'énergie au point que les unités diesel de réserve à Yellowknife ont été employés pour augmenter la production hydro-électrique aux périodes de pointe. L'augmentation subite du coût du mazout en 1973 a fait hâter le besoin d'approvisionnement hydro-électrique additionnel, et des projets ont été faits en vue de développer un plein musoir de 78 pieds entre Snare Falls et le Lac Strutt, sur la rivière Snare. La première phase de ce développement à Snare Forks doit être complétée en 1976. La deuxième phase à Snare Cascades devrait être terminée en 1977. Ces deux centrales fourniront 13 mW additionnels au système de Yellowknife.

On s'attend à ce que le prochain développement du système de Yellowknife soit sur la rivière du lac la Martre, à 100 milles environ au nord-ouest de Yellowknife. Des programmes d'exploration et de sondage ont été poursuivis pour trouver le meilleur site et pour étudier les conditions du soubassement rocheux et les questions du domaine social et écologique. Ce site a un potentiel de 40 à 50 mW et la séquence du développement dépendra surtout de la continuation de l'activité de l'industrie minière dans la région.

Dans d'autres endroits, la pression des coûts hautement inflationnaires a incité à faire d'autres investigations pour explorer la possibilité de remplacer par l'énergie hydro-électrique les unités diesel actuelles. Ces endroits comprennent Coppermine, Fort Simpson, Frobisher Bay, Inuvik, et Norman Wells dans les T.N. O., et Dawson, dans le Yukon.

Tout en considérant le développement hydro-électrique comme la source principale de nouvelle énergie pendant les prochains dix ans environ, la Commission continue d'étudier

While hydro-electric development is seen as the principal new source of power over the next ten years or so, the Commission continues to examine all alternatives. A series of power inventory reports documenting all known sources of power, including hydro, thermal, and geothermal is in course of preparation. The Commission is also experimenting with wind-powered units and will test several 40 KW units at various sites over the next few years.

The use of natural gas or its residuals as an alternative to diesel fuel is under consideration for locations in the MacKenzie Valley likely to be close to such sources. Inuvik electricity and heating plants in particular, located close to the gas fields, could be converted from oil to gas should the alternative fuel prove to be more economical.

There are a number of considerations which guide the Commission in making its choices. They include:

- the most economic cost to the customer,
- the responsibility to assist in economic development,
- the social effects of the alternatives on the people in the area concerned, and,
- the environmental effects on plants, water, animals and the land.

All of these considerations are taken into account in the best interests of the people in the North.

toutes les autres possibilités. Une série d'inventaires faisant rapport de toutes les sources connues d'énergie, comprenant l'énergie électrique, thermique et géothermique, est en voie de préparation. La Commission poursuit aussi des expériences sur des unités mues par le vent et essaiera plusieurs unités de 40 kW à différents endroits pendant les prochaines années.

L'emploi du gaz naturel ou de ses résidus au lieu du diesel est considéré comme une possibilité dans la vallée du MacKenzie pour certains endroits qui pourraient se trouver proches de telles sources. La centrale électrique et la centrale de chauffage à Inuvik, situées près des champs de gaz naturel pourraient être converties de l'huile au gaz si cette alternative s'avérait plus économique.

La Commission prend en considération plusieurs points avant de faire ses choix. Ce sont:

- le coût le plus économique,
- la responsabilité d'aider au développement économique,
- les effets sociaux de ces choix sur la population des endroits concernés, et,
- les effets écologiques sur les plantes, l'eau, les animaux et le sol.

Tout ceci est pris en considération pour le plus grand bien de la population du Nord.

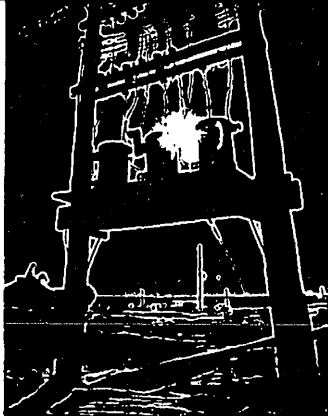
Northern artists



Artisans à l'oeuvre



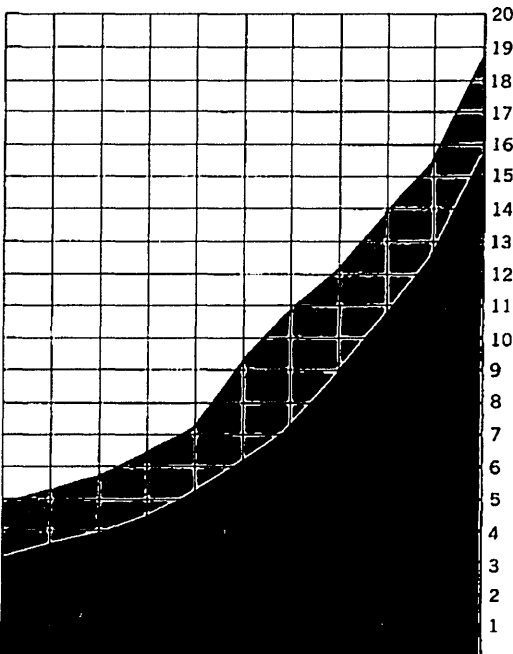
Why not!
Pourquoi pas!



Substation — Coral Harbour
Poste à Coral Harbour



Revenue from sales in \$ millions

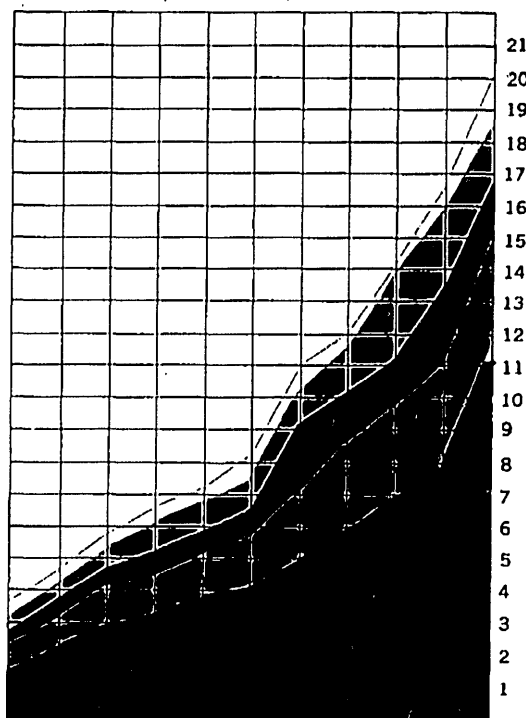


Fiscal year 1965 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75
Année fiscale Recettes des ventes en millions de dollars

- | | | |
|------------------------------|---|----------------------------|
| Materials and others | □ | Matériaux et divers |
| Debt retirement | ■ | Remboursement des prêts |
| Maintenance and improvements | ■ | Entretien et améliorations |
| Interest on loans | ■ | Intérêt sur prêts |
| Fuel and lubricants | ■ | Combustible et lubrifiants |
| Salaries and wages | ■ | Traitements et salaires |

- | | | |
|--------------------|---|-----------------------------|
| Contract and other | ■ | Travaux à forfait et divers |
| Heat and water | ■ | Chauffage et eau |
| Electricity | ■ | Electricité |

Expenditure in \$ millions



Fiscal year 1965 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75
Année fiscale Dépenses en millions de dollars

OPERATING STATISTICS

Year Ended 31 March	1975	1974	1973	1972	1971	1970	1969	1968	1967	1966
GENERAL DATA										
No. of Operations	52	50	48	35	24	21	19	16	15	13
No. of Employees	342	311	314	315	306	290	273	271	256	250
ELECTRIC POWER										
Installed Capacity (kw in thousands)										
Hydro	67	57	57	57	57	57	46	46	46	46
Thermal	99	93	78	72	64	32	30	28	16	16
Total	166	150	135	129	121	89	76	74	62	62
NET PEAK LOAD (kw in thousands)	112	103	95	83	79	71	60	55	51	50
Generation (kwh in millions)										
Hydro	439	420	406	405	380	333	279	247	227	183
Thermal	181	149	104	78	69	50	41	34	29	30
Purchased	—	—	—	—	—	—	—	2	5	—
Total	620	569	510	483	449	383	320	283	261	213
Sales (kwh in millions)	562	512	467	430	418	340	289	253	224	190
HEAT AND WATER										
Heat Sales (BTUs in billions)	465	428	471	469	403	348	338	356	346	284
Water Sales (Gals. in millions)	248	233	229	226	200	195	190	179	191	166
FINANCIAL										
(millions of dollars)										
Gross Revenue	19.0	15.6	14.1	12.4	11.1	9.7	7.5	6.6	6.0	5.3
Operating Expense	15.0	10.8	8.9	7.9	8.0	6.0	4.8	4.4	4.0	3.4
Debt Retirement	1.5	1.1	1.6	1.3	1.1	.9	.9	.7	.7	.6
Interest	3.7	3.3	2.7	2.8	2.4	1.6	1.4	1.4	1.3	.7
Net Income (Loss)	(1.2)	.4	.9	.4	(.4)	1.2	.4	.1	—	.6
Contingency	.4	.4	.6	.5	.2	.6	.2	.1	—	.1
Surplus (Deficit)	(1.6)	—	.3	(.1)	(.6)	.6	.2	—	—	.5
GROSS INVESTMENT										
(millions of dollars)	141.6	99.1	77.3	69.2	60.8	55.6	50.4	43.0	39.2	38.2

RESUME STATISTIQUE

Année terminée 31 mars
DONNEES GENERALES
Nombre de centrales en exploitation
Nombre d'employés
ENERGIE ELECTRIQUE
Capacité de production (en milliers de kW)
Hydraulique
Thermique
Total
CHARGE DE POINTE NETTE (en milliers de kW)
Production (en millions de kWh)
Hydraulique
Thermique
Achats
Total
Ventes (en millions de kWh)
CHALEUR ET EAU
Ventes d'énergie calorifique (en milliards de BTU)
Ventes d'eau (en millions de gallons)
FINANCES
(en millions de dollars)
Revenu brut
Dépenses d'exploitation
Remboursement de capital
Intérêt
Revenu net (Perte nette)
Réserve pour imprévus
Surplus (Déficit)
INVESTISSEMENTS BRUTS
(en millions de dollars)

**STATEMENT OF INCOME AND EXPENSE
BY REGIONS FOR THE YEAR ENDED
MARCH 31, 1975**

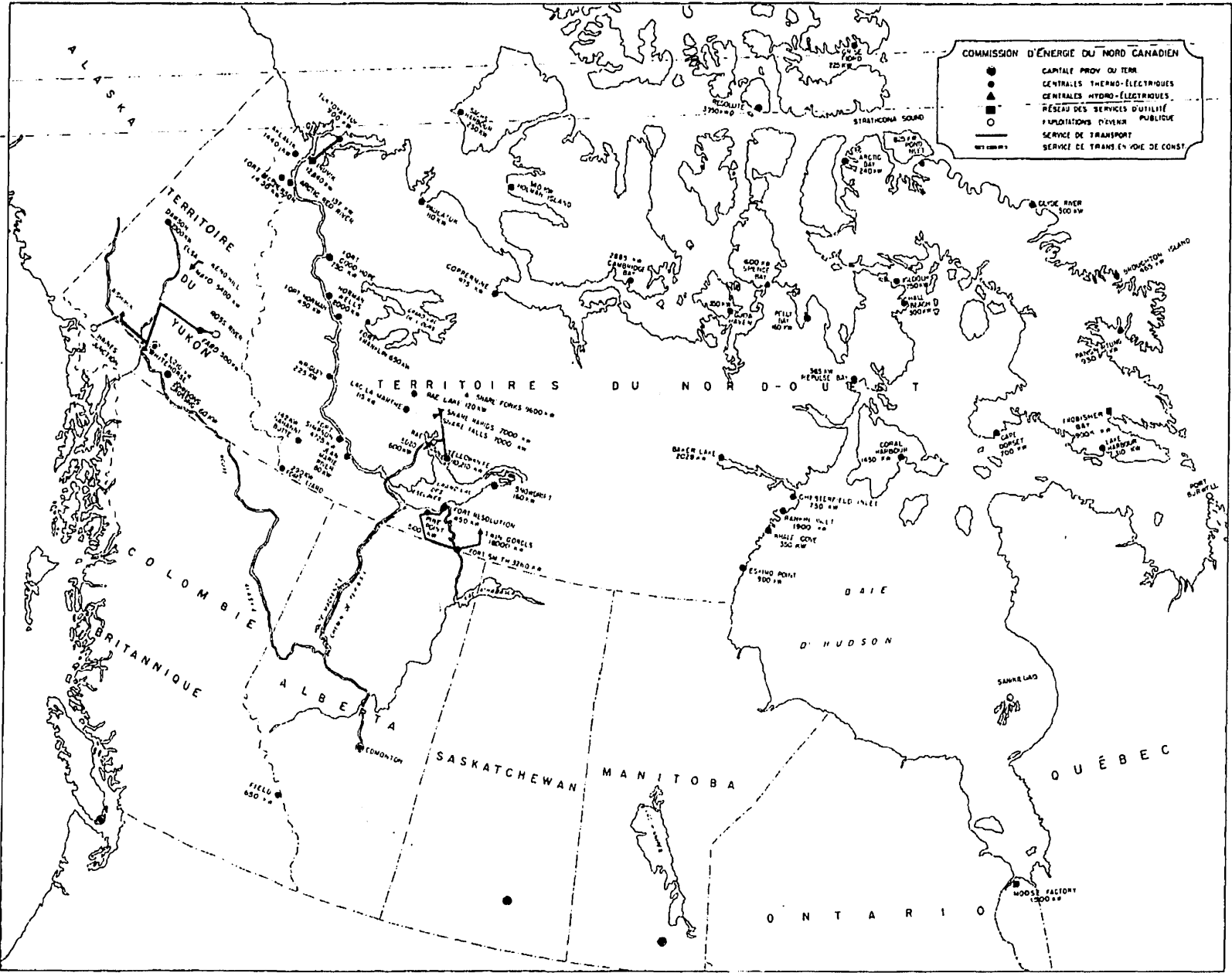
(in \$000)	<u>N.W.T.</u>	<u>Y.T.</u>	<u>Other</u>	<u>Total</u>
Income:				
Sale of power	\$10,568	\$ 4,562	\$ 375	\$15,505
Sale of heat	1,664	—	581	2,245
Contract income	698	72	43	813
Water and sewerage services	136	1	47	184
Interest income	113	25	7	145
Miscellaneous	162	8	1	171
	<u>13,341</u>	<u>4,668</u>	<u>1,054</u>	<u>19,063</u>
Expense:				
Operation and maintenance:				
Salaries and wages	2,179	574	331	3,624
Fuel and lubricants	3,528	1,803	266	5,597
Depreciation	966	593	19	1,578
Plant, including maintenance	1,124	358	31	1,513
Travel, removal and vehicle expense	601	59	14	674
Employees' board and accommodation (net)	413	41	12	466
Materials and services	590	46	46	682
Amortization of deferred charges	173	—	—	173
Miscellaneous	406	95	47	548
Engineering and general administration	1,260	306	85	1,651
Interest on advances from Canada	<u>2,508</u>	<u>1,206</u>	<u>30</u>	<u>3,744</u>
Total expenses	<u>14,288</u>	<u>5,081</u>	<u>881</u>	<u>20,250</u>
Net income (loss)	(947)	(413)	173	(1,187)
Deduct Transfer to Contingency Reserve	<u>(263)</u>	<u>(120)</u>	<u>—</u>	<u>(383)</u>
Surplus (Deficit)	<u>\$ (1,210)</u>	<u>\$ (533)</u>	<u>\$ 173</u>	<u>\$ (1,570)</u>

**ETAT DES REVENUS ET DES DEPENSES
PAR REGIONS POUR L'ANNEE TERMINEE
LE 31 MARS 1975**

(en milliers de dollars)
Recettes:
Ventes de courant
Ventes de chaleur
Travaux à forfait
Services d'eau et d'égout
Intérêt
Divers
Dépenses:
Frais d'exploitation et d'entretien
Traitements et salaires
Combustibles et lubrifiants
Amortissements
Centrales, y compris les améliorations
Voyages et transport
Pension et logement des employés (coût net)
Matériaux et services
Amortissement des frais reportés
Divers
Administration et services techniques
Intérêt sur avances du Canada
Dépenses globales
Revenu net (perte nette)
A déduire: transfert à la réserve pour imprévus
Surplus (déficit)

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

- CAPITAL PROV OU TERR
- CENTRALES THERMO-ÉLECTRIQUES
- ▲ CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES
- RÉSEAU DES SERVICES D'UTILITÉ
- JURISDICTIONS D'ÉNERGIE PUBLIQUE
- SERVICE DE TRANSPORT
- SERVICE DE TRANSMISSION DE CONS.



Printed by - Imprimé par
 Imprimerie La Survivance Printing

