

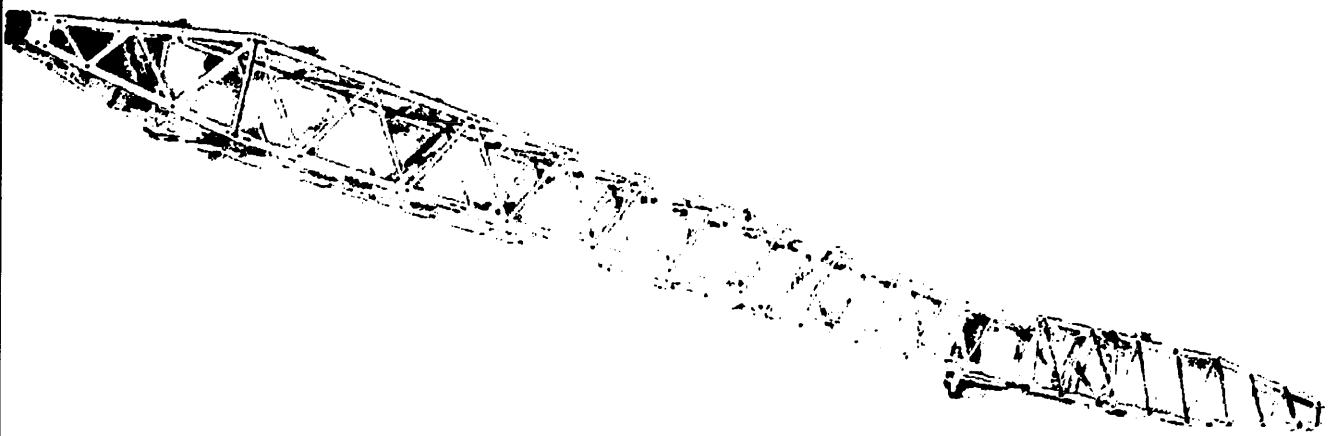
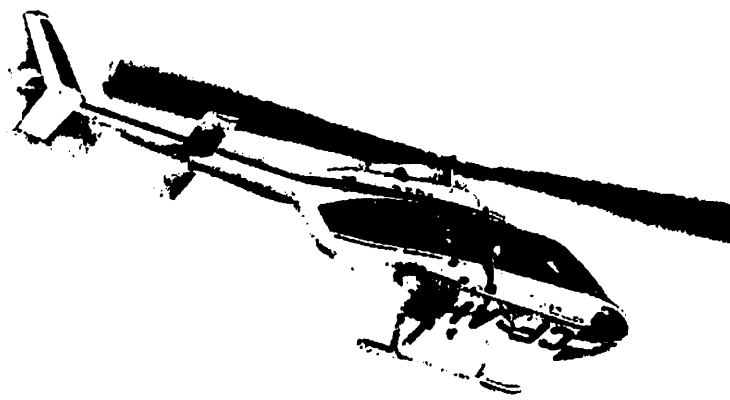
**LEGISLATIVE ASSEMBLY OF THE
NORTHWEST TERRITORIES
6TH COUNCIL, 41ST SESSION**

TABLED DOCUMENT NO. 2-41

TABLED ON JANUARY 12, 1970

*TD # 2-41
Tabled on Jan. 12, 1970*

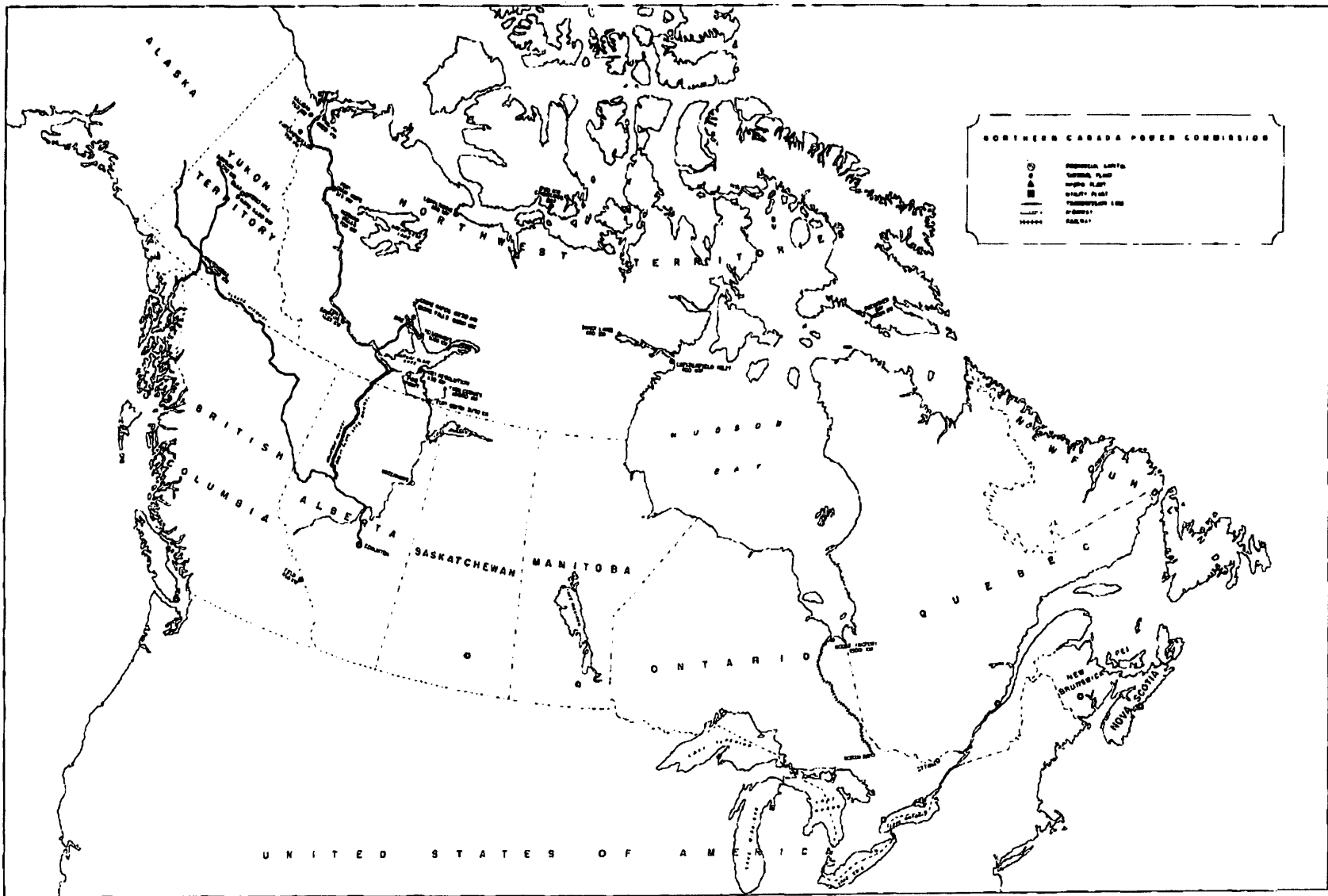
**21ST ANNUAL REVIEW
Year ended 31 March 1969**



NORTHERN CANADA



POWER COMMISSION



CONTENTS

Letter of Transmittal	2
Commission's Function and Authority	2
Members of the Commission & Officers	3
Mr. Patterson Retires	4
Mr. Bergevin Appointed	4
Highlights of the Year	5
Results of Operations	6
Growth of Business	7
Atlantic Provinces Power Development Act	8
Plant Installations	9
Operating Statistics	11
History of the Northern Canada Power Commission	12
Auditor General's Report	19
Financial Statements	
Balance Sheet	20
Income and Expense	22
Earned Surplus	22

COVER:

North of 60° where the terrain is rough and roads are non-existent Northern Canada Power Commission takes to the air by utilizing helicopter service to build power transmission lines. Photo taken by Bell Helicopter cameraman, David S. Glidden, while filming "The Jet-Ranger at Yellowknife", which tells the story of construction of N.C.P.C.'s 115,000 Volt line to Rae near Yellowknife, N.W.T.

June 30, 1969

The Honourable Jean Chrétien, P.C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and Northern Development,
OTTAWA, Canada.

Dear Sir,

In accordance with Section 24 of the Northern Canada Power Commission Act, Chapter 42, 4-5 Eliz. II, I have the honour to submit the Annual Report of the Northern Canada Power Commission for the fiscal year ended March 31, 1969.

Respectfully submitted

J.A. MacDonald
Chairman

Commission's Function and Authority

The Northern Canada Power Commission is a Crown Corporation concerned with the Planning, Construction, and Management of Public Utilities on a commercial basis. The Commission operates under Authority of the Northern Canada Power Commission Act (4-5 Eliz. II, Chap. 42) which empowers it to survey utility requirements, construct, and operate public utility plants in the North West Territories, 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, operating and maintenance expenses and a contingency reserve.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

Head Office: 251 Bank Street, Ottawa, Canada

MEMBERS OF THE COMMISSION AND OFFICERS

Members of Commission

John A. MacDonald — Chairman
John F. Parkinson — Member
Thomas H. Patterson — Member

Members of Executive Committee

Edward W. Humphrys — General Manager
John M. Lowe — Asst. Gen. Manager,
Technical Services
George Olson — Asst. Gen. Manager,
Operations
Chester F. Prevey — Asst. Gen. Manager,
Finance and Administration

Senior Officers

Thomas A. Stott — Treasurer
Joseph Long — Chief Engineer
William D. Mills — Secretary
Arthur H. Todd — Senior Personnel Officer
Douglas Morphy — Commission Accountant

Auditors: Auditor General of Canada

Bankers: Canadian Imperial Bank of Commerce

THE BUSINESS OF THE COMMISSION AND THE AREA SERVED (see map inside cover)

Electric Service

Generation and/or Transmission of electricity at Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells and Aklavik, N.W.T.; Whitehorse, Faro, Mayo and Dawson City, Y.T.; Field, B.C. and Moose Factory, Ontario.

Central Heating

Generation and distribution of heat at Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T. and Moose Factory, Ontario.

Water and Sewerage

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, N.W.T.; Moose Factory, Ontario and Dawson City, Y.T.

Contract Work

Contract work including construction of utility services and repairs and maintenance of electrical equipment is performed on a recoverable basis for Government Departments and others as required

MR. PATTERSON RETIRES

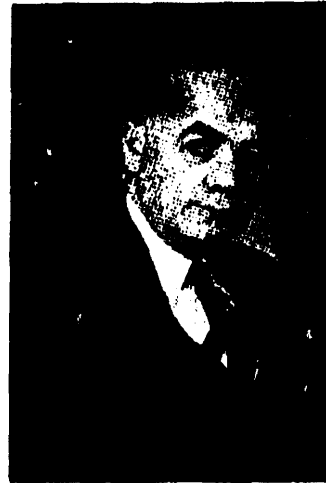
On 7 March 1969 Mr. T.M. Patterson retired as a member of the Northern Canada Power Commission but will continue as Special Adviser.

In 1925 he joined the Hydro-Electric Power Commission of Ontario as a Civil Engineer working on powerhouse construction.

June 1927 he was appointed to the Federal Department of the Interior and assigned to international waterway problems. In 1952 he became Director of the Water Resources Branch, Department of Northern Affairs and National Resources. He held this post until March 1967 when he was appointed Special Adviser to the Deputy Minister (Water Matters), Department of Energy, Mines and Resources.

Mr. Patterson is a Member of the Atlantic Tidal Power Programming Board and Chairman of the Canadian sections of the International Great Lakes Levels Board and the American Falls International Engineering Board. He is also Chairman of the Canadian National Committee of the World Energy Conference. In 1964 he received the Julian C. Smith medal for achievement in the development of Canada.

The Chairman, Members and Staff of the Commission express their appreciation to Mr. Patterson for his outstanding contribution to the Power Commission since his appointment in 1954.



MR. BERGEVIN APPOINTED

By Order in Council dated 13 February 1969 Mr. Jean-Baptiste Bergevin was appointed as a member of the Commission.

Mr. Bergevin is an economist with wide industrial and government experience. He spent several years with the Dominion Bureau of Statistics and the Department of Public Works, Ottawa; Steinberg's Ltd., Montreal; and the Quebec Government where he successively held the positions of Director, Quebec Bureau of Statistics; Director, Economic Research Bureau; Assistant Deputy Minister, Industry and Commerce; Assistant Deputy Minister, Agriculture and Colonization. In 1959 as a member of the United Nations Technical Assistance Board, he helped to establish a National Accounts system and an economic development plan for Tunisia.

In November 1968 Mr. Bergevin joined the Department of Indian Affairs and Northern Development as Assistant Deputy Minister (Development).



HIGHLIGHTS OF THE YEAR

- Sustained Growth 1968-69 with 10.1% increase in electric power consumption and 6.6% increase in heat consumption.
- Three new diesel electric plants added. Total plants now 21 - 5 Hydro, 13 Diesel and 3 Thermal.
- 28 miles - 115 kv transmission line connecting Rae and Frank's Channel to Snare River system, N.W.T. completed and energized.
- 5000 kw standby diesel generating unit authorized for installation at Yellowknife, N.W.T. in 1969-70.
- Landslide at Fort Smith, N.W.T. necessitated abandonment of standby diesel plant and warehouse. Powerhouse equipment salvaged and temporary 960 kw diesel standby service established pending permanent replacement.
- 200 kw diesel unit installed at Fort Simpson to replace 75 kw unit, to provide adequate reserve capacity.
- Two diesel generating units with total capacity of 9000 kw installed in new building adjacent to Commission's Whitehorse Hydro Plant to provide for peaking and standby capacity.
- At year end installation of No. 3 hydro unit at Whitehorse was well advanced and the 250 mile - 138 kv transmission line to Faro, Y.T. to serve Anvil Mining Corporation's mine-mill complex in Vangorda Creek area, was nearing completion to meet July 1969 deadline.
- Second half of 3000 ft. utilidor extension system through a complex of 50 row houses at Inuvik, N.W.T. was completed.
- 200 kw diesel unit to replace 75 kw unit at Fort Resolution, N.W.T. for standby service was installed.
- 250 kw diesel unit installed at Aklavik to meet increasing electrical power requirements.
- Power generation increased 30% at Taltson to meet Pine Point Mines Ltd. requirements and increased demands at Fort Smith. Pine Point distribution system was extended to meet requirements.
- 350 kw diesel unit installed at Cambridge Bay bringing plant capacity to 1200 kw.
- Two 350 kw gas turbine generating units installed in new powerhouse at Norman Wells for supplying power to community and Imperial Oil Company.
- Department of Transport transferred responsibility for supplying power at Baker Lake to the Commission, August 1, 1968. Plans in hand to add 700 kw diesel unit to increase total capacity to 1450 kw so as to adequately serve the community.
- September 1, 1968, Commission assumed responsibility for supply and distributing electric power, formerly handled by Department of Transport, at Chesterfield Inlet. Two 150 kw and one 100 kw diesel electric units installed. A 2400/4160 volt distribution system was erected.
- Plans in hand to construct 375 kw diesel plant at Fort Good Hope, N.W.T. in summer of 1969.
- \$162,542 was recovered from Federal Departments and others for contract work thereby reducing overhead costs of the Commission for its operations.
- Staff totalled 273 of which 54 at Head office, Ottawa, 4 at Edmonton, Alberta office and 215 at Plants. Payroll totalled \$2,482,297 of which \$514,688 was recoverable for contract work performed.
- Net Income for the year totalled \$352,384 after provision for payment of \$1,446,990 interest on advances from the Government of Canada and \$888,231 repayment of debt.
- Aklavik, N.W.T. power plant; the hostel heating plant and the water and sewerage systems at Fort McPherson; the central heating and water treatment plants at Fort Simpson and the water treatment plant at Frobisher Bay were operated by the Commission for the Department of Indian Affairs and Northern Development.
- \$191,000 was allocated from earned surplus to the contingency reserve fund at various locations.

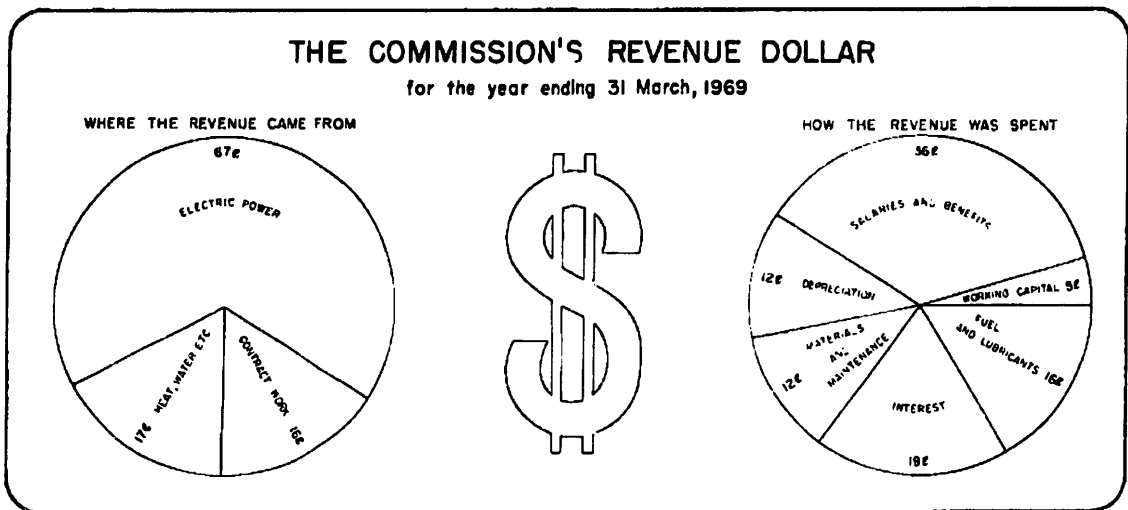
ANNUAL REVIEW OF NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
for the year ended 31 March 1969

RESULTS OF OPERATIONS

Gross revenue for the year ended March 31, 1969 amounted to \$7,541,222 an increase of \$985,567 or 15.03% over the previous year.

Net income after providing for all expenses was \$352,384 compared with \$84,339 for the previous year. Sources and usage of revenue are as follows:

	Year ended 31 March 1969	Year ended 31 March 1968
Where Revenue Came From		
Sale of electric power	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
Income from construction, maintenance and operation of facilities for Canada & others	1,190,534	1,076,557
Sale of heat	1,043,753	1,005,153
Water and sewerage services	108,280	100,152
Interest received	43,903	70,800
Miscellaneous	108,112	68,294
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>
How the Revenue Was Used		
Salaries and wages	\$ 2,482,297	\$ 2,224,172
Fuel and lubricants	1,208,296	1,040,671
Materials and supplies	333,998	325,002
Employees' board and accommodation (net)	217,126	202,017
Maintenance and improvements and other expenses	611,900	631,187
Interest on advances from Canada	1,446,990	1,346,862
Depreciation	888,231	701,405
Balance employed in the business	352,384	84,339
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>



GROWTH OF BUSINESS

The generation of electric power has rapidly increased in the ten year period 1959 to 1968 from 114 million to 320 million Kilowatt-hours. In 1959, the Commission operated 9 plants; today, it operates 21 plants in 19 locations.

Net peak load increased from 22,000 kw to 60,000 kw in the same period.

Heat sales increased from 28 billion BTUs in 1959 to 338 billion BTUs in 1968.

Water sales which commenced in 1963 with 56 million gallons have increased to 190 million gallons.

Meanwhile, staff required to operate these additional plants and to perform the business of the Commission in the ten year period expanded from 128 employees to 273.

During this period gross revenue increased from 2.5 million dollars to 7.5 million dollars.

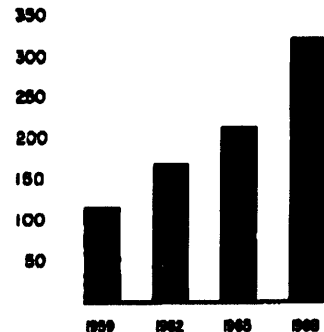
Since commencement of operation in 1948 all interest payments and debt retirement, as well as other operating costs, have been met from revenue. Consequently the Canadian taxpayer has not been required to subsidize the Commission.

Contract Work

The Aklavik, N.W.T. power plant; the hostel heating plant and the water supply and sewerage systems at Fort McPherson, N.W.T.; the central heating and water treatment plants at Fort Simpson, N.W.T.; and the Frobisher Bay, N.W.T. water treatment plant were operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development. In addition, miscellaneous electrical and mechanical services were provided, including certain installations and construction work for government departments and others at various locations.

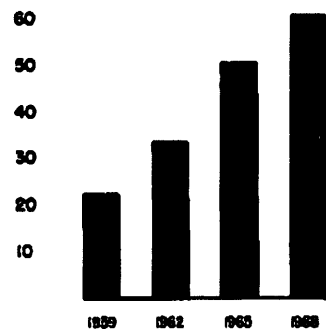
POWER GENERATION

KWH IN
MILLIONS



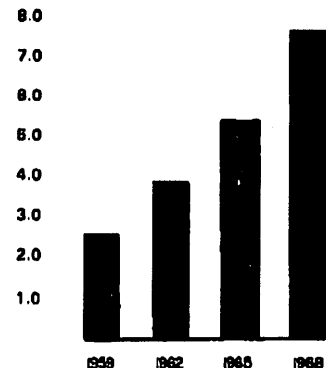
NET PEAKLOAD

KW IN
THOUSANDS



GROSS REVENUE

MILLIONS
OF DOLLARS



All contract work was done on a cost recoverable basis, including a surcharge on labour, to offset undistributed general overhead. This surcharge totalling \$162,542 reduced the general overhead assessment of the several utility operations from which it was derived by the following amounts:

Yellowknife/Snare River, N.W.T.	\$ 365
Fort Smith/Taltson River, N.W.T.	209
Fort Simpson, N.W.T.	58,070
Inuvik, N.W.T.	35,535
Frobisher Bay, N.W.T.	11,747
Fort McPherson, N.W.T.	26,308
Fort Resolution, N.W.T.	6
Aklavik, N.W.T.	12,964
Moose Factory, Ontario	307
Dawson, Y.T.	9,445
Coppermine, N.W.T.	208
Cambridge Bay, N.W.T.	502
Norman Wells, N.W.T.	283
Chesterfield Inlet, N.W.T.	104
Head Office (Ottawa, Ont.)	6,489
	<u>\$ 162,542</u>

Contingency Reserve Fund

Allocations of Earned Surplus to the Contingency Reserve Fund were authorized during 1968-69 in respect to operations at the following locations:

Yellowknife/Snare River, N.W.T.	\$ 7,000
Fort Smith, N.W.T.	30,000
Fort Simpson, N.W.T.	1,000
Whitehorse, Y.T.	90,000
Moose Factory, Ontario	3,000
Taltson River, N.W.T.	60,000
	<u>\$ 191,000</u>

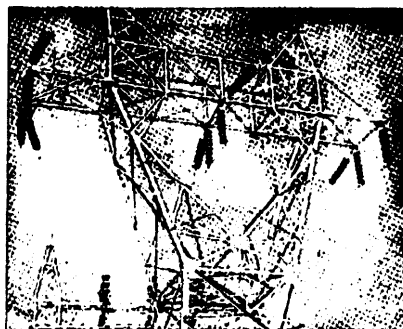
ATLANTIC PROVINCES POWER DEVELOPMENT ACT

The Atlantic Provinces Power Development Act (1958) provides for agreements between the Government of Canada and the Governments of the Atlantic provinces and for subsidiary agreements covering specific projects between the Northern Canada Power Commission and the respective provincial Power Commissions whereby assistance may be provided in respect to the generation and transmission of electric power. Such assistance takes the form of long term loans to cover the cost of constructing thermal power plants and high voltage transmission lines and the payment of a subvention on coal mined and used in the Atlantic provinces for the generation of electricity. The loans in connection with thermal power plants are repayable over the 30 year period following completion of construction and those relating to transmission lines are repayable over 40 years.

During the year agreements were authorized and entered into in relation to additional loans totalling \$55,846,350.



N.C.P.C. Lineman,
Frobisher Bay, N.W.T.



138 KV Transmission Tower
Whitehorse, Y.T.



Diesel 5150 KW
Mirreles Generator, Whitehorse, Plant.

PLANT INSTALLATIONS

The following information on Plant Installations indicates the size and nature of the Northern Canada Power Commission's contribution to the development of Canada, north of the 60° parallel.

Yellowknife (Snare River) N.W.T.

Hydro System

Snare Rapids Plant

1 Unit — 8350 hp

Snare Falls Plant

1 Unit — 9200 hp

Yellowknife Standby Diesel Plant

1 Unit — 1000 kw

Inuvik, N.W.T.

Utilities Plant

Power, Central Heating, Water and Sewerage Systems

1 Steam Turbine — 600 kw

6 Diesels (total) — 3900 kw

Total Capacity — 4500 kw

Aklavik, N.W.T.

Diesel Plant

Operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development

6 Units — 760 kw total

Fort McPherson, N.W.T.

Utilities Plant

Diesel Generating Plant, Hostel Heating Plant, Water Supply and Sewerage Systems operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development

4 Units — 750 kw total

Coppermine, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 600 kw total

Norman Wells, N.W.T.

Gas Turbine Plant

2 Units — 700 kw total

Chesterfield Inlet, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 400 kw total

Fort Simpson, N.W.T.

Diesel Plant

Central Heating, Water and Sewerage Systems operated by the Commission on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development

4 Units — 1225 kw total

Taltson River, N.W.T.

Hydro Plant

1 Unit — 25,000 hp

Fort Smith, N.W.T.

Diesel Plant

4 Units — 2250 kw total

Frobisher Bay, N.W.T.

Utilities Plant

Power and Central Heating Plant

1 Gas Turbine — 1500 kw

3 Diesels (total) — 2500 kw

Total Capacity — 4000 kw

Domestic Water Treatment Plant operated on behalf of the Department of Indian Affairs and Northern Development

2 — 15,000,000 BTU/hr high temperature hot water generator

1 — 12,000,000 BTU/hr exhaust gas/high temperature hot water generator

2 — Steam Generators 13,000 lbs. steam/hr total

Fort Resolution, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 450 kw total

Cambridge Bay, N.W.T.

Diesel Plant

5 Units — 1200 kw total

Baker Lake, N.W.T.

Diesel Plant

3 Units — 680 kw total

Mayo River, Y.T.

Hydro Plant

2 Units — 6000 hp total

Whitehorse Rapids, Y.T.

Hydro Plant

2 Hydro Units — 15,000 hp total

2 Diesel Units — 9000 kw total

Dawson, Y.T.

Diesel Plant

Water System operated on behalf of the Yukon Territorial Government

3 Units — 750 kw total

Field, B.C.

Diesel Plant

3 Units — 400 kw total

Moose Factory, Ontario

Utilities Plant

Central Power, Heating, Water Pumping, Treatment and Sewerage Disposal Plants

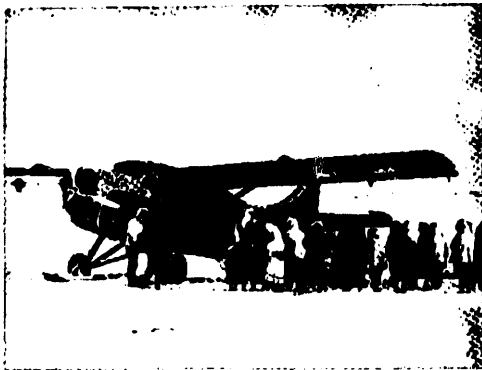
2 Steam Turbines — 200 kw

6 Diesel Units (total) — 1300 kw

Total Capacity — 1500 kw

3 — 6,666 lb./hr Steam Generators

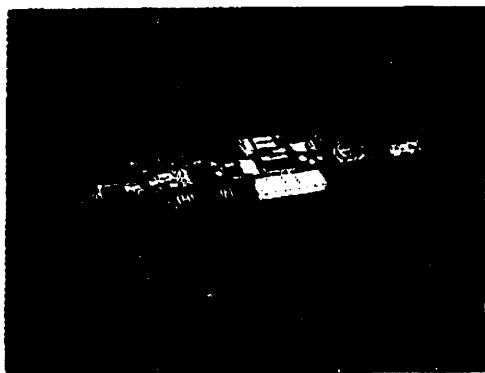
**NORTHERN CANADA POWER COMMISSION PLANTS ARE
SUPPLIED BY AIR, LAND, SEA & RIVER TRANSPORT**



**Aircraft Haul both Freight
and Passengers.**



**Land and Sea Transport —
Frobisher Bay.**



**Barges — MacKenzie River en
route to Inuvik.**



**Tractor Train. N.W.T. through
Rugged Country.**

OPERATING STATISTICS

YEAR ENDED 31 MARCH	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963	1962	1961	1960
GENERAL DATA										
No. of Operations	19	16	15	13	12	11	11	10	10	9
No. of Employees	273	271	256	250	245	203	182	170	150	128
POWER GENERATION (kwh in millions)										
Hydro	279	247	227	183	161	153	144	138	101	101
Thermal	41	34	29	30	32	25	24	22	16	11
Purchased	—	2	5	—	—	—	—	—	3	3
Total (kwh in millions)	320	283	261	213	192	178	168	160	120	114
Net Peak Load (kw in thousands)	60	55	51	50	36	33	33	29	28	22
HEAT AND WATER										
Heat Sales (BTUs in billions)	338*	356	346	284	286	164	144	129	125	28
Water Sales (Gals. in millions)	190*	179	191	166	135	56	—	—	—	—
FINANCIAL (millions of \$s)										
Gross Revenue	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2	3.9	4.0	3.0	2.5
Expense	4.9	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5	2.4	2.1	1.4	1.1
Debt Retirement	.9	.7	.7	.6	.5	.5	.5	.5	.6	.5
Interest	1.4	1.3	1.4	.7	.8	.7	.8	.8	.5	.5
NET INCOME	.4	.1	—	.6	.5	.4	.2	.7	.5	.4

*Does not include Fort Simpson and Fort McPherson sales which were included in previous year.

HISTORY OF THE NORTHERN CANADA POWER COMMISSION

In June 1948, the Northwest Territories Power Commission Act was passed by Parliament for the purpose of facilitating the construction and operation of electric power plants in the Northwest Territories for mining and other interests.

The Commission was empowered to obtain loans from the Government of Canada, through the Department of Finance, to finance the construction of power developments, at interest rates and amortization periods approved by the Governor-in-Council. The Act provides that such overhead charges and operating and maintenance expenses are to be met on a self-sustaining basis from revenue derived from the operations.

When the Act became effective September 1, 1948, and concurrent with the appointment of the first Chairman, the Commission assumed responsibility of the Snare River Power Project located some 90 miles northwest of Yellowknife, N.W.T., which was being constructed by the federal government (Department of Mines & Resources) and was then nearing completion.

This project was instigated in January 1946 when the Giant Yellowknife Gold Mines Limited approached the Department of Mines & Resources with a proposal to develop a hydro site on the Snare River some 70 miles northwest of Yellowknife to meet a power requirement of 6000 hp for mining and milling purposes in the Yellowknife area. Because of the growing interest in this area the federal government decided to undertake construction of a larger project of some 8350 hp at a more suitable site on the same river but some 20 miles further north and thus aid and encourage the development of mining in the Yellowknife area.

The Snare River plant and transmission line were commissioned on October 4, 1948 and began delivering power to the first customer, Giant Yellowknife Gold Mines Limited. Supply to the town of Yellowknife and Cominco Limited "Con" mine was connected in 1949 through a short tie line between the terminal of the Snare River transmission line and the Cominco Limited Bluefish-Yellowknife transmission line.

1949

In 1949 the Commission undertook establishment of a central diesel generating plant to supply the Fort Smith, N.W.T. area and replace three small independent plants operated by different government departments. A contract was awarded for construction of the powerhouse and a small portion of this distribution system was constructed during the year.

In co-operation with the Dominion Water and Power Bureau, the Commission agreed to consider development of hydro-electric power to supply the silver/lead mines being redeveloped in the Keno Hill district near Mayo Landing, Yukon. An engineering survey of possible power sites was undertaken in 1949.

Because of this latter project the Act was amended in March 1949 to extend its provision to include the Yukon Territory.



N.C.P.C. Overhaul and Maintenance Crew.



Children of the North.



Electrician Checking Fixtures.

1950

Equipment for the Fort Smith diesel plant was ordered, the powerhouse building constructed and a small portion of the distribution system completed in 1949. The generating equipment was installed and the distribution system completed in 1950. The plant was commissioned in October by The Honourable George Prudham, M.P., Parliamentary Assistant to the Minister of Resources and Development.

1951 and 1952

Construction of the Mayo River Hydro-Electric Development began in March 1951. During the summer of the same year the Commission requested the Water Resources Branch to undertake investigations with a view of locating a hydro-electric power site in the Whitehorse district. The Mayo River development was completed in November 1952 and power was supplied to the mines in the Keno Hill area and to the townsite of Mayo. The latter was supplied by a privately owned company that had previously been supplying the community by diesel generation. This distribution system was acquired by the Commission in the fall of 1956.

1953

Delivery of power to the Consolidated Discovery Yellowknife Mines Limited over that company's 34.5 kv wood pole transmission line constructed from Cominco Limited's Bluefish Hydro Plant to the Discovery mine property some 42 miles to the northeast commenced in April 1953.

1954

During 1954 a powerline carrier telephone system operating over the transmission line between Snare River Power Plant and the Yellowknife Terminal Station was installed.

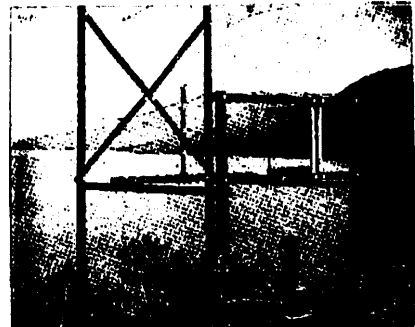
1955

An extension to the powerhouse at Fort Smith was constructed to accommodate a fourth generating unit. A 100,000 gallon storage tank was installed so that a lower cost fuel produced by the refinery at Norman Wells, N.W.T. could be used.

Studies and field investigation work were undertaken in the fall of 1955 to determine whether a thermal plant utilizing coal from the Carmacks coal field or a hydro development could best supply the increasing power needs of the Whitehorse area in the Yukon.

1956

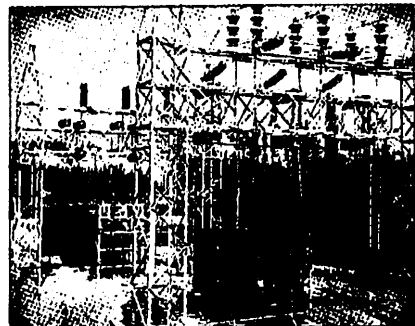
The Act was further amended (August 1956) to change the name of the Commission to "Northern Canada Power Commission" and to empower the Commission to supply public utilities, defined as electrical and thermal energy, water, sewerage and telephone service. In addition, the Commission was empowered to operate in any province of Canada, subject to the approval of the Governor-in-Council and the laws of the province concerned, and provision was made for internal financing of plant expansion or improvement.



Tap-off Structure at
Little Salmon Lake, Yukon



Dressed for Winter North of 60°.



Power Sub-Station, Whitehorse, Y.T.

Installation of a second 3000 hp unit at Mayo River Hydro-Electric Plant was approved. The work was scheduled for 1957.

Construction of the 15,000 hp hydro generating station at Whitehorse Rapids on the Yukon River about 2 miles upstream from the City of Whitehorse was approved in July. On-site work commenced in November 1956.

1957

Responsibility for the retail distribution of power in Mayo Landing was transferred to the Commission from the Mayo Light and Power Company. The Commission immediately put into effect a substantial reduction in consumer power rates.

The No. 2 Generating Unit at Mayo River Hydro Plant was placed in operation in December 1957.

The Commission was appointed to administer the Atlantic Provinces Power Development Act enacted by Parliament in 1957. This Act provided for financial assistance to the Atlantic provinces in connection with construction of thermal electric power plants and high voltage transmission lines and for the payment of a subsidy on eastern coal used for production of electricity in any of the Atlantic provinces. The latter feature was initially administered by the Dominion Coal Board and transferred to the Commission in 1965.

Investigations were undertaken into the power requirements at Frobisher Bay, N.W.T.

The initial design work for a central power and heating plant and utilidor system of the Inuvik utility project were well advanced during 1957.

1958

Extensions to the powerhouses at Forth Smith and Fort Simpson were constructed during 1958 to accommodate additional generating equipment.

Development of a second hydro-electric power site on the Snare River, designated Snare Falls, approximately 10 miles downstream from the existing plant (renamed Snare Rapids) was approved.

At the request of the Department of Northern Affairs and National Resources the Commission undertook the operation of the power plant and central heating and water supply systems at Fort McPherson, N.W.T. in September.

The Whitehorse Rapids Hydro Plant was commissioned in November and power was supplied directly to the Department of National Defence establishments and through the Yukon Electrical Company Limited to consumers in the city of Whitehorse.

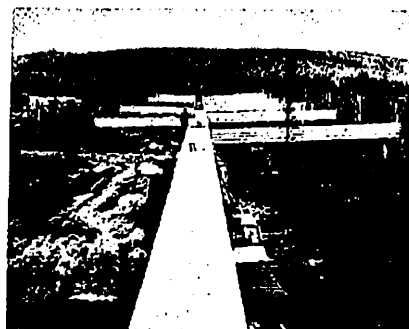
The Inuvik, N.W.T. electric generating plant and distribution system was placed in service December 1958, followed by commissioning of the central heating plant and a portion of the utilidor system early in 1959.



High Rise Offices and Hotel,
Frobisher Bay, N.W.T.



Pine Point Mines,
Pine Point, N.W.T.



Utilidor under Construction, Inuvik.

1959

Construction of the Snare Falls Hydro project began in 1959 and an emergency standby diesel plant was built at Yellowknife during the summer.

Under a rental agreement with the Department of Transport, the Commission in February 1959 undertook operation of a 1000 kw diesel plant that had been installed at Frobisher Bay; this was a temporary arrangement pending establishment of a new central generating station upon completion of townsite development plans.

The Field, B.C. diesel generating plant and distribution system were constructed during the summer and fall and commissioned in December.

1960

Studies were carried out in regard to power supply at Fort Resolution and Norman Wells, N.W.T., and in connection with the Trans Canada Highway maintenance establishment in the Rogers Pass area of Glacier National Park. The latter study led to a field investigation of possible hydro sites in the vicinity of Glacier, B.C. in search of an economically practicable development, with negative results.

The Fort Resolution diesel plant was constructed, and placed in operation in January 1961.

Initial construction of the Inuvik utilities system was completed and an additional diesel generating unit (900 kw) was installed in the power plant.

The Snare Falls Hydro-Electric Plant was placed in operation in December 1960.

1961

Additional generating units were installed to complete the Field and Fort Resolution diesel plants. At the request of the Commissioner of the Yukon Territory the Northern Canada Power Commission sponsored a field investigation and office study of the supply and distribution of power and operation of water and sewerage systems in Dawson, Y.T.; cost of which was shared by the Commission and the Yukon Territorial Government.

1962

Following discussion with Pine Point Mines Limited, in the fall of 1961, the Commission undertook investigation of the possibility of developing a supply of hydro power for the Pine Point mining area near Great Slave Lake, N.W.T. A reconnaissance survey in February 1962 indicated a possible site at the Twin Gorges on the Taltson River, some 35 miles northeast of Fort Smith, N.W.T. that would meet the requirements of the Pine Point mining operation and the Fort Smith area; field investigation of this site and the surrounding area was carried out in the summer of 1962.

Additional diesel units and fuel storage tanks were installed in the Fort Simpson and Fort Smith plants. The Commission assumed responsibility for the establishment of a central heating and power generating station to supply the projected new townsite at Frobisher Bay, N.W.T. Also, at the request of



Panning for Gold In the Yukon.



The Modern Way — Giant Yellowknife Gold Mine.



Pioneer Home — Fort Smith.

the Department of Northern Affairs and National Resources, the Commission assumed responsibility for operation of the diesel plant at Aklavik on an agency basis.

1963

Construction of a transmission line between Rae and Yellowknife, and the feasibility of transferring the control of the Snare system from Snare Rapids to Yellowknife were investigated.

A contract for construction of the new Frobisher Bay central heating and power generating station was awarded; construction began in September.

The Taltson River Hydro Project was authorized in July and construction of the access road began in the fall, followed by award of the general contract in December; on-site construction commenced in March 1964.

A 1000 kw heavy duty diesel unit was installed in the Inuvik generating plant and a major extension of the utilidor system was constructed to serve new federal government residential premises.

1964

A contract for construction of the 175 miles Twin Gorges to Pine Point (via Fort Smith) transmission line was awarded and work began in June.

The new Frobisher Bay central generating and heating plant, comprising a 1000 kw heavy duty diesel, a 1500 kw gas turbine with exhaust gas boiler, and two oil fired boilers, was commissioned in March 1964 supplying central heating service to the new water treatment plant and hospital. Operation of the new water treatment plant and the heating and water supply system associated with the Federal Building (formerly U.S.A.F. S.A.C. premises) was undertaken by the Commission under contract with the Department of Northern Affairs and National Resources.

A 900 kw high speed diesel unit was transferred from Frobisher Bay and installed in a temporary addition to the Fort Smith diesel plant to ensure adequate generating capacity pending supply of hydro power from the Taltson River development.

On April 1, responsibility for operation of the utilities plant, (power, central heat, and water and sewerage systems) supplying the Department of National Health and Welfare, Northern Health Services Hospital and environs on Moose Factory Island in the James Bay area of northern Ontario, was transferred from that department to the Commission.

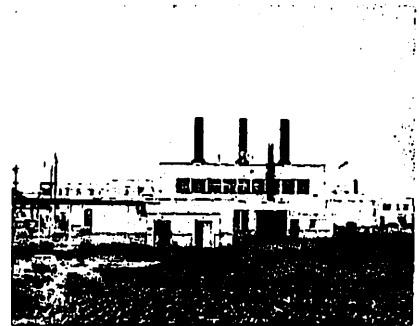
Following a decision to move the operational control centre of the Snare Rapids and Snare Falls plant to Yellowknife, a one storey building comprised of a control room, office space and a vehicle garage was constructed in Yellowknife in the fall of 1964 and the required additional remote control equipment was placed on order.

1965

Control equipment and three residences were transferred from Snare Rapids to Yellowknife and the Snare Rapids and



N.C.P.C. Power Plant at Cambridge Bay, N.W.T.



N.C.P.C. Utilities Plant at Moose Factory, Ontario.



Operator, Aklavik, N.W.T.

Snare Falls plants placed on remote control operation from Yellowknife.

A building to serve as the Control Centre and local administration office, and a stepdown substation were constructed in Fort Smith.

The Taltson Hydro-Electric Development was commissioned on October 29 by the Honourable E.J. Benson, Minister of National Revenue, and the Fort Smith diesel plant was reduced to standby operation in November.

At Frobisher Bay two steam boilers and a 600 kw diesel unit were installed in the central generating and heating plant and a steam line was constructed to supply the Federal Building area.

1966

Operation of the diesel plant at Cambridge Bay, N.W.T. was transferred from the Department of Transport to the Commission on November 1.

At Dawson, Y.T. the Commission assumed responsibility on October 1 for the distribution of power and water. A new powerhouse was constructed to house 3 - 250 kw diesel units, and a new electrical distribution system was constructed.

1967

On May 4, 1967, the operation of the diesel plant at Coppermine, N.W.T. was transferred from the Department of Transport to the Commission.

In order to impound run off, a rockfill storage dam was built on the upper Taltson River at the outlet of Nonacho Lake.

Construction began on the No. 3 hydro unit extension and a diesel standby plant at Whitehorse, Y.T.

A new powerhouse extension was completed at Moose Factory, Ontario and three diesel units were installed.

A 3500 foot extension to the Inuvik utilidor system was constructed and a 1000 kw diesel unit was commissioned in an extension to the existing powerhouse.

1968

Responsibility for the generation and distribution of electrical energy at Baker Lake, Chesterfield Inlet and Norman Wells, N.W.T. was transferred to the Commission.

At Inuvik, N.W.T. utilidor extensions to 50 new row houses and a 1600 foot water and sewer line were placed in service.

A 9000 kw peaking standby diesel generating plant at Whitehorse, Y.T. was commissioned in December. At year end installation of the No. 3 hydro unit was well advanced and the 250 mile - 138 kv transmission line from Whitehorse to the Anvil Mining Corporation's mine-mill complex in the Vangorda Creek area was in the final stages of construction.



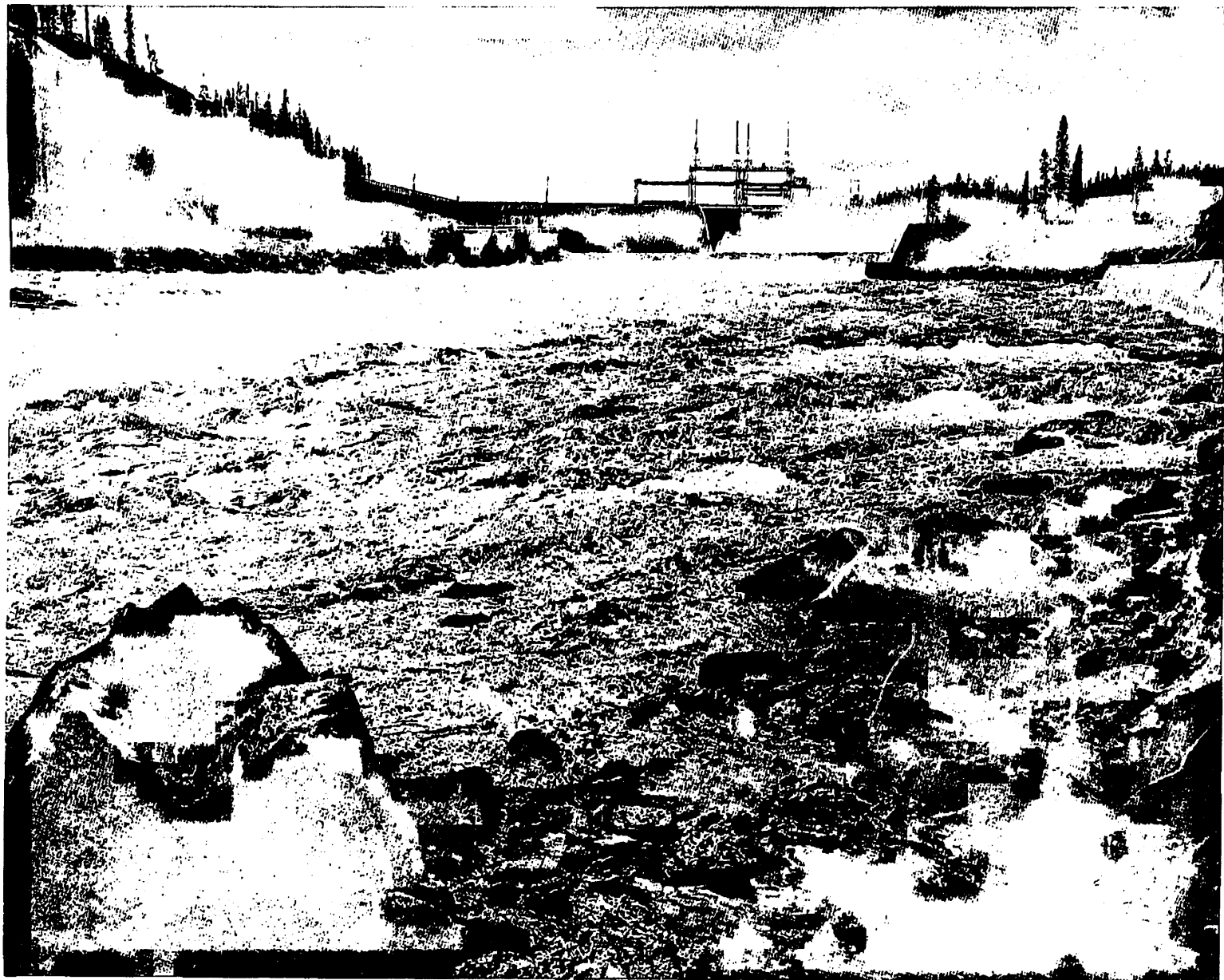
Inuvik Utilidor carrying heat, water and sewer services to all major buildings



N.C.P.C. - 115 KV Transmission Line From Taltson Hydro plant, N.W.T.



Road to Mayo Y.T. Spillway.





AUDITOR GENERAL OF CANADA

Ottawa, June 30, 1969.

The Honourable Jean Chrétien,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa.

Sir,

I have examined the accounts and financial statements of Northern Canada Power Commission for the year ended March 31, 1969. In compliance with the requirements of section 87 of the Financial Administration Act, I report that, in my opinion:

- (a) proper books of account have been kept by the Commission;
- (b) the financial statements of the Commission
 - (i) were prepared on a basis consistent with that of the preceding year and are in agreement with the books of account,
 - (ii) in the case of the balance sheet give a true and fair view of the state of the Commission's affairs as at the end of the financial year, and
 - (iii) in the case of the statement of income and expense, give a true and fair view of the income and expense of the Commission for the financial year; and
- (c) the transactions of the Commission that have come under my notice have been within the powers of the Commission under the Financial Administration Act and any other Act applicable to the Commission.

Yours faithfully,

A. M. Henderson

Auditor General of Canada.

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
(Established by the Northern Canada Power Commission Act)

	1969	1968
Assets		
Current Assets:		
Cash	\$ 1,806,098	\$ 589,864
Accounts receivable	3,957,397	2,218,309
Inventories of maintenance and operating supplies, at cost	<u>1,570,892</u>	<u>1,502,455</u>
Total Current Assets	<u>7,334,387</u>	<u>4,310,628</u>
Bonds held as Consumers' Security Deposits	75,000	75,000
Capital Assets, at cost:		
Power plants	31,570,274 *	30,368,833
Transmission and distribution facilities	8,052,697	7,177,242
Staff dwellings, warehouses and miscellaneous buildings	1,708,456	1,680,902
Communication, transportation and other equipment	939,791	866,132
Projects under construction	<u>8,125,438</u>	<u>2,922,800</u>
	50,396,656	43,015,909
Less: Accumulated depreciation	<u>9,259,302</u>	<u>8,391,535</u>
	41,137,354	34,624,374
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems at Inuvik, Northwest Territories	<u>8,300,679</u>	<u>7,381,954</u>
Total Capital Assets	<u>49,438,033</u>	<u>42,006,328</u>
	<u>\$ 56,847,420</u>	<u>\$ 46,391,956</u>

Note: The Commission administers loans, which amounted to \$147,984,750 as at March 31, 1969, made by Canada pursuant to agreements entered into under the Atlantic Provinces Power Development Act.

Certified correct:

C.F. Prevey
Assistant General Manager,
Finance and Administration.

Approved:

J.A. MacDonald
Chairman

Balance Sheet as at March 31, 1969
 (with comparative figures as at March 31, 1968)

Liabilities

	1969	1968
Current Liabilities:		
Accounts payable	\$ 1,406,673	\$ 861,149
Due on advances from Canada	—	513,038
Contractors' holdbacks	272,484	81,258
	<u>1,679,157</u>	<u>1,455,445</u>
Total Current Liabilities		
Consumers' and other Security Deposits	98,300	90,689
Proprietary Equity of Canada:		
Advances, including \$50,000 for investigation of projects	42,297,371	33,299,593
Equity represented by cost of:		
Central heating, water and sewerage and fire alarm systems at Inuvik, Northwest Territories, financed by parliamentary appropriations	8,300,679	7,381,954
Extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	808,799	757,180
Reserve for contingencies	2,336,362	2,190,108
Earned surplus	1,326,752	1,216,987
	<u>55,069,963</u>	<u>44,845,822</u>
	<u>\$ 56,847,420</u>	<u>\$ 46,391,956</u>

I have examined the above Balance Sheet and the related Statement of Income and Expense and have reported thereon under date of June 30, 1969 to the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

A.M. Henderson
Auditor General of Canada

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Income and Expense for the year ended March 31, 1969
(with comparative figures for the year ended March 31, 1968)

	1969	1968
Income:		
Sale of power	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
Income arising from construction, maintenance and operation of facilities for Canada and others	1,190,534	1,076,557
Sale of heat	1,043,753	1,005,153
Water and sewerage services	108,280	100,152
Interest	43,903	70,800
Miscellaneous	108,112	68,294
	<u>7,541,222</u>	<u>6,555,655</u>
Expense:		
Operation and maintenance:		
Salaries and wages	\$ 2,050,891	1,833,193
Fuel and lubricants	1,208,296	1,040,671
Materials and supplies	333,998	325,002
Employees' board and accommodation (net)	217,126	202,017
Maintenance and improvements	201,709	223,664
Travel and removal	113,443	107,194
Maintenance of trucks, tractors, etc.	61,714	55,847
Telegrams, telephone and postage	29,307	24,308
Plant, line and equipment rentals	26,809	27,739
Tools and miscellaneous equipment	19,745	32,082
Insurance	17,830	15,187
Miscellaneous	60,266	68,832
	<u>4,341,134</u>	<u>3,955,736</u>
Administration:		
Salaries	431,406	390,979
Office rent	35,539	33,295
Miscellaneous	45,538	43,039
	<u>512,483</u>	<u>467,313</u>
Interest on advances from Canada	1,446,990	1,346,862
Depreciation	888,231	701,405
	<u>7,188,838</u>	<u>6,471,316</u>
Net Income	<u>\$ 352,384</u>	<u>\$ 84,339</u>

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION
Statement of Earned Surplus for the year ended March 31, 1969

Balance as at April 1, 1968		\$ 1,216,987
Net income for the year		<u>352,384</u>
Transfers to:		<u>1,569,371</u>
Reserve for contingencies	\$ 191,000	
Equity represented by cost of extension, expansion and improvements of capital assets financed from earnings	51,619	<u>242,619</u>
Balance as at March 31, 1969		<u><u>\$ 1,326,752</u></u>

21^e REVUE ANNUEL
Pour l'exercice terminé
le 31 mars 1969.



COMMISSION D'ÉNERGIE



DU NORD CANADIEN

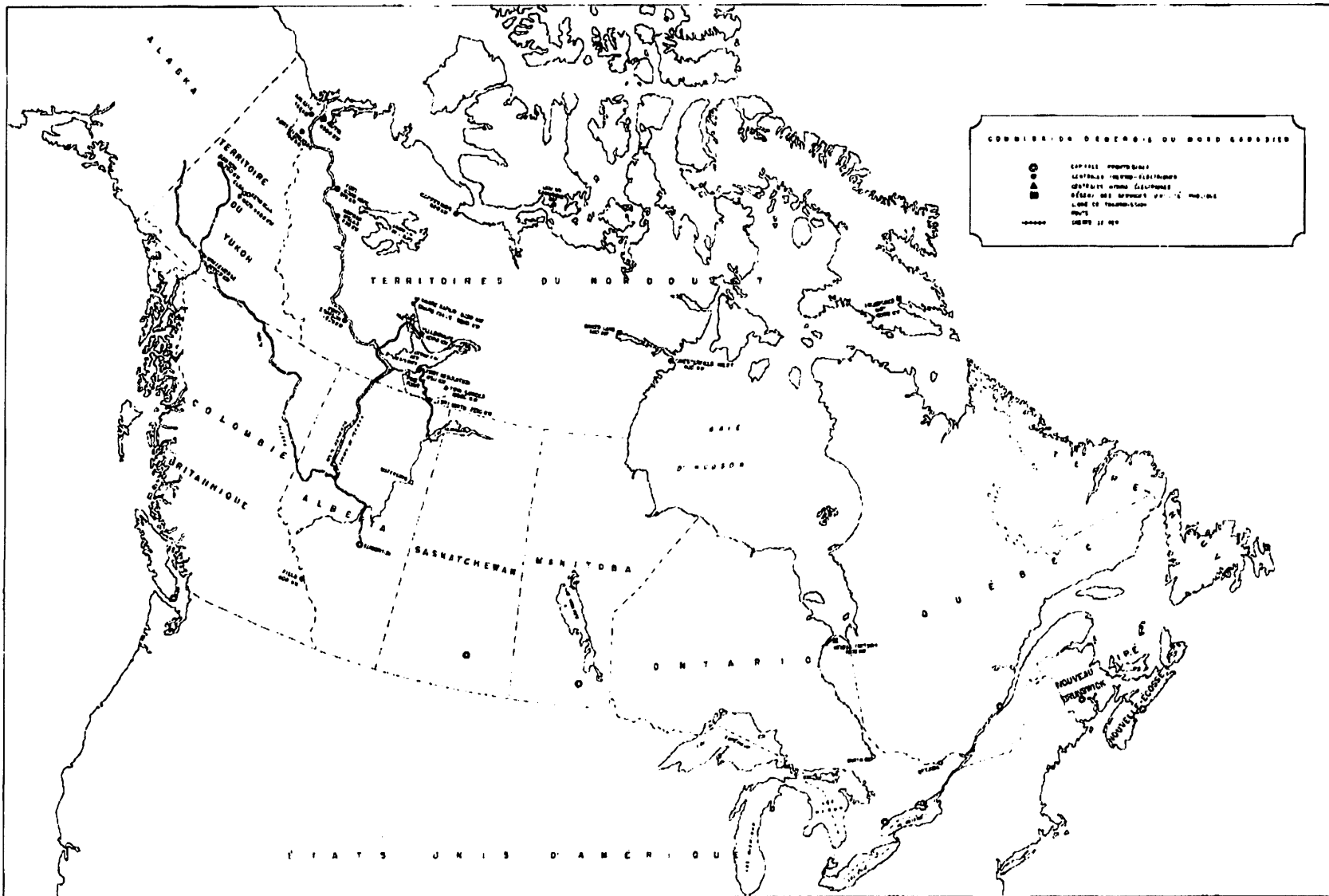


TABLE DES MATIÈRES

Lettre de transmission	2
Fonctions et pouvoirs de la Commission	2
Membres et agents de la Commission	3
Retraite de M. Patterson	4
Nomination de M. Bergevin	4
Faits saillants de l'année	5
Résultat des exploitations	6
Expansion de l'entreprise	7
Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique	8
Centrales en exploitation	9
Résumé statistique	11
Historique de la Commission d'énergie du Nord canadien	12
Rapport de l'auditeur général	19
Etats financiers	
Bilan	20
Recettes et dépenses	22
Revenu excédentaire	22

EN PAGE COUVERTURE:

Au nord du 60e, où le terrain est difficile et les routes, absentes, la Commission d'énergie du Nord canadien emprunte la voie des airs en ayant recours à l'hélicoptère pour construire les lignes de transport d'énergie. La photo a été prise par l'opérateur David S. Gliden, depuis l'hélicoptère de la compagnie Bell, lors du tournage du film "The Jet-Ranger at Yellowknife", relativement à une ligne de transport d'une tension de 115,000 volts, que la CENC a construite jusqu'à Rae, près de Yellowknife (T.N.-O.).

le 30 juin 1969

L'honorable Jean Chrétien,
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien,
OTTAWA (Ontario).

Monsieur le Ministre,

Conformément à l'article 24 de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, (chap. 42, 4-5, Elisabeth II), j'ai l'honneur de vous présenter le rapport de la Commission d'énergie du Nord canadien pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1969.

Le président de la Commission,

J.A. MacDonald

Fonctions et pouvoirs de la Commission

La Commission d'énergie du Nord canadien est une société de la Couronne qui s'occupe de planification, de construction et de gestion de services d'utilité publique de caractère commercial. Elle a été créée en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (chap. 42, 4-5, Elisabeth II) et est autorisée à déterminer les besoins d'installations d'utilité publique et à aménager et à exploiter de telles 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 fasse ses frais; par conséquent, le tarif des services publics qu'elle fournit doit être établie en vue de rapporter un revenu permettant d'acquitter l'intérêt sur le capital immobilisé, de rembourser le capital d'immobilisation au cours d'un certain nombre d'années, de couvrir les frais d'exploitation et d'entretien et d'accumuler un fonds de réserve pour imprévus.

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Siège social: 251, rue Bank, Ottawa (Canada).

MEMBRES ET AGENTS DE LA COMMISSION

Membres de la Commission

John A. MacDonald — Président
John F. Parkinson — Membre
Thomas H. Patterson — Membre

Membres du bureau

Edward W. Humphrys — Directeur général
John M. Lowe — Directeur général adjoint,
Services techniques
George Olson — Directeur général adjoint,
Exploitation
Chester F. Prevey — Directeur général adjoint,
Finance et administration

Principaux agents

Thomas A. Stott — Trésorier
Joseph Long — Ingénieur en chef
William D. Mills — Secrétaire
Arthur H. Todd — Agent du personnel
Douglas Morphy — Comptable de la
Commission

Vérificateurs: L'auditeur général du Canada

Banquiers: La Banque canadienne impériale
de Commerce

SPHÈRES D'ACTIVITÉ ET REGIONS DESSERVIES (voir la carte à l'intérieur du plat supérieur)

Électricité

Production ou transport (ou les deux à la fois) d'énergie électrique, aux emplacements suivants: Inuvik, Frobisher Bay, Yellowknife, Pine Point, Fort Smith, Fort Simpson, Baker Lake, Coppermine, Cambridge Bay, Fort Resolution, Fort McPherson, Chesterfield Inlet, Fort Good Hope, Norman Wells et Aklavik, dans les Territoires du Nord-Ouest; Whitehorse, Faro, Mayo et Dawson, au Yukon; Field, en Colombie-Britannique; et Moose Factory, en Ontario.

Chauffage central

Production et distribution de chaleur à: Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson et Fort McPherson, dans les Territoires du Nord-Ouest; et Moose Factory, en Ontario.

Eau et égout

Inuvik, Frobisher Bay, Fort Simpson, Fort McPherson, dans les Territoires du Nord-Ouest; Moose Factory, en Ontario; et Dawson, au Yukon.

Travaux à forfait

Les travaux à forfait, y compris l'aménagement de services d'utilité publique, de même que la réparation et l'entretien d'installations électriques, sont exécutés pour les ministères fédéraux et d'autres organismes, au besoin, selon une formule perme tant le recouvrement des frais.

RETRAITE DE M. PATTERSON

Le 7 mars 1969, M. T.M. Patterson s'est démis de ses fonctions de membre de la Commission d'énergie du Nord canadien, mais en demeure conseiller spécial.

En 1925, M. Patterson entrait au service de la Commission d'énergie hydro-électrique de l'Ontario comme ingénieur civil attaché à la construction de centrales.

En juin 1927, il était nommé au ministère fédéral de l'Intérieur comme préposé aux problèmes touchant les voies maritimes internationales. En 1952, il devenait Directeur des ressources hydrauliques, au ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, poste qu'il a occupé jusqu'en mars 1967, mois où il a été nommé conseiller spécial du sous-ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, en matière de ressources hydrauliques.

M. Patterson est membre de la Régie de l'exploitation de l'énergie marémotrice dans la région Atlantique et président des organismes suivants: Le Bureau international du niveau des Grands Lacs, l'*American Falls International Engineering Board* et le Comité national canadien de la Conférence mondiale de l'énergie. En 1964, il a reçu la décoration Julian C. Smith pour sa contribution au progrès du pays.

Le président, les membres et les employés de la Commission désirent exprimer leur reconnaissance à M. Patterson, pour le bon travail qu'il a accompli au sein de la Commission depuis 1954.



NOMINATION DE M. BERGEVIN

M. Jean-Baptiste Bergevin a été nommé membre de la Commission par un décret du conseil en date du 13 février 1969.

M. Bergevin est un économiste qui jouit d'une vaste expérience dans les domaines industriel et gouvernemental. Il a passé plusieurs années au service du Bureau fédéral de la statistique, puis du ministère des Travaux publics, à Ottawa, de *Steinberg's Ltd.*, à Montréal, et du gouvernement du Québec. Pour cette dernière administration, il a successivement occupé les postes suivants: directeur du Bureau de la statistique du Québec, directeur du Bureau des recherches économiques, sous-ministre adjoint de l'Industrie et du Commerce et sous-ministre adjoint de l'Agriculture et de la Colonisation. En 1959, il a contribué, à titre de membre du Bureau d'aide technique des Nations Unies, à la mise au point d'un système de comptes nationaux et d'une ébauche de plan d'expansion économique pour la Tunisie.

M. Bergevin est entré au service du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, comme sous-ministre adjoint à l'expansion, en novembre 1968.



FAITS SAILLANTS DE L'ANNÉE

- La production s'est accrue régulièrement au cours de 1968-1969; en effet, la consommation d'énergie électrique a augmenté de 10.1 p. 100, tandis que la consommation de chaleur a connu une hausse de 6.6 p. 100.
- Avec les trois centrales électriques diesel qui sont venues s'ajouter à ses installations, la Commission en possède maintenant 21, dont cinq sont des centrales hydro-électriques, 13, des centrales diesel et 3, des centrales thermiques.
- Achèvement et mise en service de la ligne de transport d'énergie de 28 milles de longueur et d'une tension de 115 kV reliant les établissements de Rae et de Frank's Channel au réseau de la rivière Snare.
- On a autorisé l'installation, à Yellowknife (T.N.-O.), d'un groupe électrogène diesel de secours de 5,000 kW, pour 1969-1970.
- A la suite d'un éboulement survenu à Fort Smith (T.N.-O.), il a fallu abandonner la centrale diesel et un entrepôt. On a pu récupérer l'équipement de la centrale et on a alors aménagé provisoirement une centrale diesel de secours de 960 kW en attendant la construction d'une nouvelle centrale.
- Un groupe électrogène diesel de 200 kW a été installé à Fort Simpson en remplacement d'un groupe de 75 kW, afin d'assurer une réserve de secours suffisante.
- Deux groupes électrogènes diesel d'une puissance globale de 9,000 kW ont été installés dans un nouveau bâtiment situé près de la centrale actuelle, à Whitehorse, afin de servir lors des périodes de pointe, ainsi que comme groupes de secours.
- A la fin de l'année, les travaux d'installation d'un troisième groupe électrogène dans la centrale de Whitehorse étaient passablement avancés, et la construction d'une ligne de transport d'énergie d'une longueur de 250 milles et d'une tension de 138 kV, jusqu'à Faro (Yukon) pour desservir l'ensemble mine-usine de l'*Anvil Mining Corporation Limited*, dans la région du ruisseau Vangorda, étaient sur le point d'être terminés; les travaux étaient censés être terminés en juillet 1969.
- La seconde moitié du prolongement de 3,000 pieds du réseau *Utilidor*, pour assurer les services indispensables à un ensemble de 50 maisons de rangée, est terminée à Inuvik (T.N.-O.).
- L'effectif permanent comptait 273 employés, dont 54 au bureau central à Ottawa, 4 au bureau d'Edmonton et 215 dans les centrales. Le total des traitements et des salaires s'est élevé à \$2,482,297, dont la somme de \$514,688 est recouvrable, puisqu'il s'agit de frais découlant de travaux exécutés à forfait.
- Les recettes nettes de l'année se sont chiffrées par \$352,384, après déduction de \$1,446,990 d'intérêt payé sur les avances consenties par le gouvernement du Canada et de \$888,231 d'amortissement de dette.
- On a installé un groupe diesel de 200 kW en remplacement d'un groupe de 75 kW, à Fort Resolution (T.N.-O.), afin d'assurer une réserve de secours suffisante.
- Afin de satisfaire à la demande qui a augmenté à Aklavik, et pour assurer une réserve suffisante de secours, on y a installé un groupe diesel de 250 kW.
- La production d'énergie a augmenté de 30 p. 100 à la centrale de Taltson, en raison des besoins supplémentaires de la société *Pine Point Mines Limited* et d'une plus grande demande à Fort Smith. On a agrandi le réseau de distribution de Pine Point afin de tenir compte de ces besoins supplémentaires.
- Grâce à l'installation d'un groupe diesel de 350 kW à Cambridge Bay, la centrale a maintenant une puissance de 1,200 kW.
- Deux groupes générateurs à turbine à gaz ont été installés dans un nouveau bâtiment, à Norman Wells, afin de fournir l'énergie voulue à la localité et à la société *Imperial Oil*.
- Le ministère des Transports a remis à la Commission, le 1er août 1968, la tâche de fournir l'énergie électrique à Baker Lake. Des plans ont été mis au point en vue d'installer un groupe diesel d'environ 700 kW dans la centrale actuelle, qui aura ainsi une puissance globale de 1,400 kW, ce qui permettra de bien desservir la localité.
- Le 1er septembre 1968, la tâche de produire et de distribuer l'énergie électrique à Chesterfield Inlet a été remise à la Commission par le ministère des Transports. Deux groupes électrogènes diesel de 150 kW et un autre de 100 kW ont été installés, et un réseau de distribution de 2,400/4,160 volts a été aménagé.
- A la fin de l'année, on disposait de plans prévoyant la construction (au cours de l'été de 1969) d'une centrale diesel de 375 kW à Fort Good Hope (T.N.-O.).
- Une somme de \$162,542 a été recouvrée de certains ministères fédéraux et d'autres organismes pour des travaux à forfait, ce qui a réduit la part des frais généraux assignée à chacune des entreprises.
- Pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, la Commission a exploité la centrale d'Aklavik (T.N.-O.), la chaufferie de l'auberge et le service d'eau et d'égout à Fort McPherson, la chaufferie centrale et le service d'eau et d'égout à Fort Simpson, de même que l'usine de traitement des eaux à Frobisher Bay.
- Sur les recettes excédentaires, la somme de \$191,000 a été versée au fonds de réserve pour imprévus, à divers établissements.

RAPPORT ANNUEL DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Pour l'année terminée le 31 mars 1969

RÉSULTAT DES EXPLOITATIONS

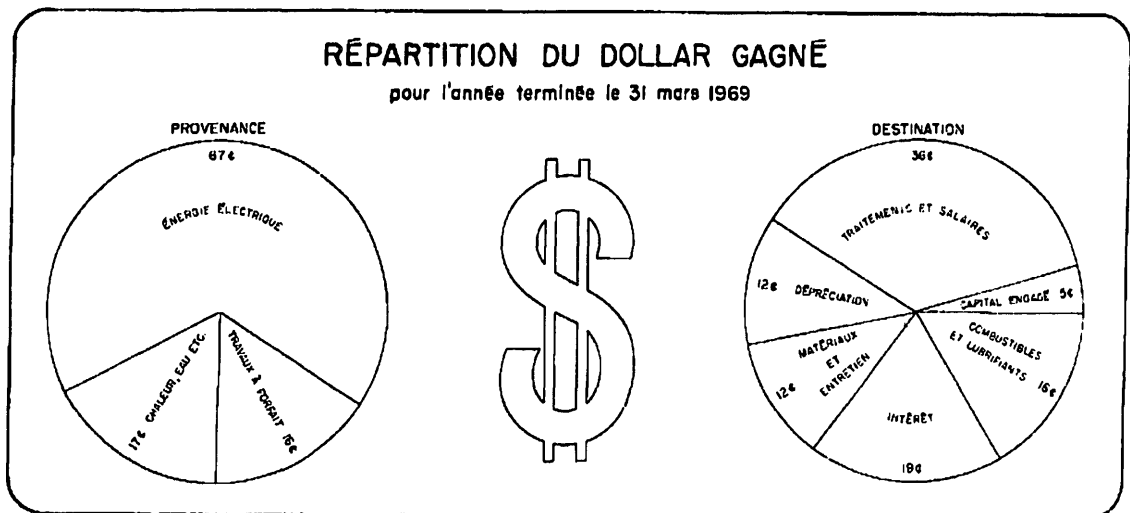
Les recettes brutes, qui se sont chiffrées par \$7,541,222 pour l'année terminée le 31 mars 1969, se sont accrues de \$985,567 comparativement à l'année précédente, soit une augmentation de 15.03 p. 100.

Les recettes nettes, toutes dépenses payées, ont été de \$352,384 contre \$84,339 pour l'année précédente. La provenance et la destination des recettes sont les suivantes:

Provenance	Année terminée le 31 mars 1969	Année terminée le 31 mars 1968
Vente de courant	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
Recettes provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte de l'administration fédérale et d'autres organismes	1,190,534	1,076,557
Vente de chaleur	1,043,753	1,005,153
Services d'eau et d'égout	108,280	100,152
Intérêts	43,903	70,800
Divers	108,112	68,294
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>
Destination		
Traitements et salaires	\$ 2,482,297	\$ 2,224,172
Combustibles et lubrifiants	1,208,296	1,040,671
Matériaux et fournitures	333,998	325,002
Pension et logement des employés (coût net)	217,126	202,017
Entretien, améliorations et autres dépenses	611,900	631,187
Intérêt sur les avances provenant de l'administration fédérale	1,446,990	1,346,862
Dépréciation	888,231	701,405
Solde consacré aux entreprises	352,384	84,339
	<u>\$ 7,541,222</u>	<u>\$ 6,555,655</u>

RÉPARTITION DU DOLLAR GAGNÉ

pour l'année terminée le 31 mars 1969



EXPANSION DE L'ENTREPRISE

La production d'énergie électrique a connu une hausse rapide au cours de la décennie de 1959 à 1968, passant de 114 à 320 millions de kilowatts-heures. En 1959, la Commission exploitait neuf centrales, tandis qu'elle en administre aujourd'hui 21, réparties dans 19 établissements.

Au cours de la même période, la charge de pointe nette est passée de 22,000 kW à 60,000 kW.

De 28 milliards de B.T.U. qu'elles étaient en 1959, les ventes de chaleur sont passées à 338 milliards de B.T.U. en 1968.

Les ventes d'eau, qui étaient de 56 millions de gallons en 1963, sont maintenant de 190 millions de gallons.

Le nombre d'employés nécessaires pour gérer les centrales supplémentaires et pour mener à bien les affaires de la Commission, au cours de la décennie, est passé de 128 à 273.

Au cours de cette période, les recettes brutes sont passées de 2.5 à 7.5 millions de dollars.

Depuis le début de l'entreprise en 1948, tous les paiements d'intérêts, d'amortissement de dettes et de frais d'exploitation ont été faits à même les recettes. En conséquence, les contribuables canadiens n'ont pas été tenus de subventionner la Commission.

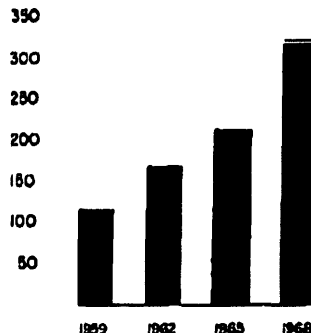
Travaux à forfait

La Commission a exploité la centrale d'Aklavik (T.N.-O.), la chaufferie de l'auberge et le réseau d'eau et d'égout, à Fort McPherson (T.N.-O.), la chaufferie centrale et l'usine de traitement de l'eau de Frobisher Bay (T.N.-O.), pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Elle a en outre exécuté des travaux de construction et d'entretien de matériel électrique et mécanique, y compris des travaux d'installation et de construction qu'elle a effectués en divers endroits pour d'autres ministères et organismes fédéraux.

Tous les travaux à forfait, dont les frais sont recouvrables, ont été exécutés au prix coûtant, mais avec une majoration sur les frais de main-d'oeuvre, destinée à compenser les frais généraux. Cette majoration a rapporté un montant de \$162,542, ce qui a réduit la part des frais généraux assignée à chacune des entreprises, comme suit:

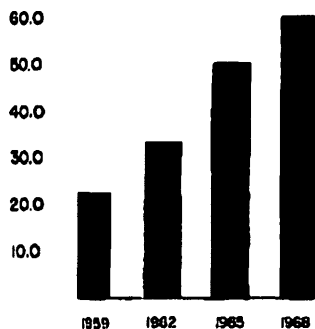
PRODUCTION D'ÉNERGIE

EN MILLIONS DE KWH



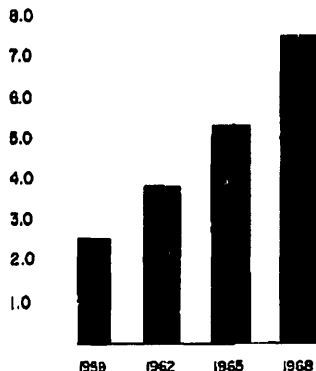
CHARGE DE POINTE NETTE

EN MILLIERS DE KW



RECETTES BRUTES

EN MILLIONS DE DOLLARS



Yellowknife/rivière Snare (T.N.-O.)	\$ 365
Fort Smith/rivière Taltson (T.N.-O.)	209
Fort Simpson (T.N.-O.)	58,070
Inuvik (T.N.-O.)	35,535
Frobisher Bay (T.N.-O.)	11,747
Fort McPherson (T.N.-O.)	26,308
Fort Resolution (T.N.-O.)	6
Aklavik (T.N.-O.)	12,964
Moose Factory (Ont.)	307
Dawson (Yukon)	9,445
Coppermine (T.N.-O.)	208
Cambridge Bay (T.N.-O.)	502
Norman Wells (T.N.-O.)	283
Chesterfield Inlet (T.N.-O.)	104
Administration centrale (Ottawa)	6,489
	<u>\$ 162,542</u>

Fonds de réserve pour imprévus

Au cours de l'exercice financier 1968-1969, la Commission a autorisé l'affectation de revenus excédentaires au fonds de réserve pour imprévus, pour les centrales suivantes:

Yellowknife/rivière Snare (T.N.-O.)	\$ 7,000
Fort Smith (T.N.-O.)	30,000
Fort Simpson (T.N.-O.)	1,000
Whitehorse (Yukon)	90,000
Moose Factory (Ont.)	3,000
Rivière Taltson (T.N.-O.)	60,000
	<u>\$ 191,000</u>

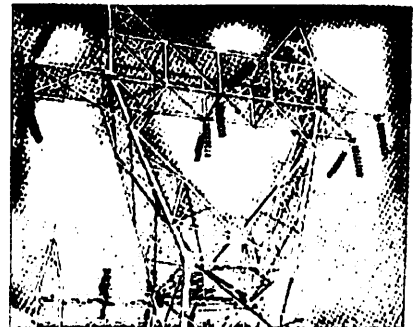
LOI SUR LA MISE EN VALEUR DE L'ÉNERGIE DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE

La Loi de 1958 sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique prévoit la conclusion d'accords entre l'administration fédérale et les administrations des provinces de l'Atlantique, ainsi que d'accords concernant certains travaux d'aménagement, entre la Commission d'énergie du Nord canadien et les diverses commissions provinciales de l'énergie; ces accords ont pour objet d'assurer de l'aide aux organismes provinciaux en vue de favoriser la production et la distribution d'électricité. Cette aide peut se traduire en prêts à long terme pour la construction de centrales thermo-électriques et de lignes de transport de courant à haute tension, ainsi qu'en subventions à l'extraction, dans les provinces de l'Atlantique, de houille destinée à la production d'énergie électrique. Les prêts relatifs aux centrales thermo-électriques sont remboursables en 30 ans, à compter de l'achèvement des installations; les prêts concernant les lignes de transport d'énergie sont remboursables en 40 ans.

Au cours de l'année, la Commission a autorisé et conclu des accords concernant des prêts additionnels totalisant \$55,846,350.



Monteur de la CENC,
à Frobisher Bay (T.N.-O.)



Pylône supportant une ligne
de 138 kV, à Whitehorse (Yukon)



Génératrice diesel de 5,150 kW
du type Mirrless, à Whitehorse (Yukon)

CENTRALES EN EXPLOITATION

Les renseignements qui suivent montrent dans quelle mesure la Commission d'énergie du Nord canadien a contribué à la mise en valeur du Canada, au nord du 60^e parallèle.

Centrales hydro-électrique de

Yellowknife (rivière Snare) (T.N.-O.)

Centrale des rapides de la Snare

1 groupe électrogène — 8,350 HP

Centrale des chutes de la Snare

1 groupe électrogène — 9,200 HP

Centrale diesel de secours de Yellowknife

1 groupe électrogène — 1,000 kW

Réseau des services d'utilité publique d'Inuvik (T.N.-O.)

Centrale électrique, chaufferie centrale et service d'eau et d'égout

1 turbine à vapeur — 600 kW

6 groupes générateurs diesel — 3,900 kW

Puissance globale — 4,500 kW

Centrale diesel d'Aklavik (T.N.-O.)

La Commission exploite cette centrale pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

6 groupes électrogènes — 760 kW au total

Réseau des services d'utilité publique de Fort McPherson (T.N.-O.)

La Commission exploite une centrale électrique diesel, la chaufferie de l'auberge et le service d'eau et d'égout pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

4 groupes électrogènes — 750 kW au total

Centrale diesel de Coppermine (T.N.-O.)

3 groupes électrogènes — 600 kW au total

Centrale à turbines à gaz de

Norman Wells (T.N.-O.)

2 groupes électrogènes — 700 kW au total

Centrale diesel de Chesterfield Inlet (T.N.-O.)

3 groupes électrogènes — 400 kW au total

Centrale hydro-électrique de la rivière

Mayo (Yukon)

2 groupes électrogènes — 6,000 HP au total

Centrale des rapides de Whitehorse (Yukon)

2 groupes hydro-électriques — 15,000 HP au total

2 groupes diesel — 9,000 kW au total

Centrale diesel de Dawson (Yukon)

La Commission exploite le système d'approvisionnement d'eau pour le compte du gouvernement du Yukon

3 groupes électrogènes — 750 kW au total

Centrale diesel de Fort Simpson (T.N.-O.)

La Commission exploite la chaufferie centrale et le service d'eau et d'égout pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

4 groupes électrogènes — 1,225 kW au total

Réseau des services d'utilité publique de Frobisher Bay (T.N.-O.)

Centrale électrique et chaufferie centrale

1 turbine à gaz — 1,500 kW

3 groupes générateurs diesel — 2,500 kW

Puissance globale — 4,000 kW

La Commission exploite une usine de traitement des eaux de consommation pour le compte du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

2 — chaudières à eau chaude à haute température de 15,000,000 BTU/h

1 — chaudière à eau chaude fonctionnant au gaz d'échappement, 12,000,000 BTU/h

2 — générateurs de vapeur de 13,000 liv. de vapeur par heure, au total

Centrale hydro-électrique de la rivière

Taltson (T.N.-O.)

1 groupe électrogène — 25,000 HP

Centrale diesel de secours de Fort Smith (T.N.-O.)

4 groupes électrogènes — 2,250 kW au total

Centrale diesel de Fort Resolution (T.N.-O.)

3 groupes électrogènes — 450 kW au total

Centrale diesel de Cambridge Bay (T.N.-O.)

5 groupes électrogènes — 1,200 kW au total

Centrale diesel de Baker Lake (T.N.-O.)

3 groupes électrogènes — 680 kW au total

Centrale diesel de Field (C.-B.)

3 groupes électrogènes — 400 kW au total

Réseau des services d'utilité publique de Moose Factory (Ontario)

Centrale électrique, chaufferie centrale, usine de pompage et de traitement d'eau et système d'évacuation des eaux usées

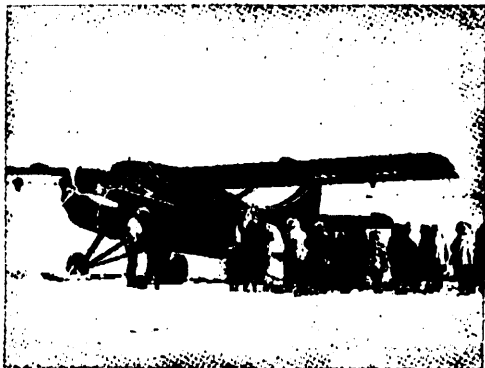
2 turbines à vapeur — 200 kW

6 groupes générateurs diesel — 1,300 kW

Puissance globale — 1,500 kW

3 chaudières génératrices de 6,666 liv. de vapeur à l'heure

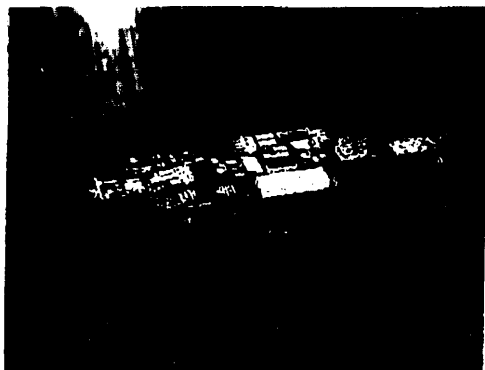
DES LIGNES DE TRANSPORT AÉRIEN, TERRESTRE, FLUVIAL ET MARITIME DESSERVENT LES CENTRALES DE LA CENC



L'avion transporte
marchandises et passagers.



Moyens de transport par terre
et par mer (Frobisher Bay).



Train de péniches transportant
des marchandises vers Inuvik,
sur le fleuve Mackenzie.



Semi-remorques à chenilles
en terrain difficile (T.N.-O.).

RÉSUMÉ STATISTIQUE

ANNÉE TERMINÉE 31 MARS	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963	1962	1961	1960
DONNÉES GÉNÉRALES										
Nombre de centrales en exploitation	19	16	15	13	12	11	11	10	10	9
Nombre d'employés	273	271	256	250	245	203	182	170	150	128
PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE (en milliers de kW/h)										
d'origine hydraulique	279	247	227	183	161	153	144	138	101	101
d'origine thermique	41	34	29	30	32	25	24	22	16	11
Achats	—	2	5	—	—	—	—	—	3	3
Total (en millions de kWh)	320	283	261	213	192	178	168	160	120	114
Charge de pointe nette (en milliers de kW)	60	55	51	50	36	33	33	29	28	22
CHALEUR ET EAU										
Ventes d'énergie calorifique (en 10 ⁹ BTU)	338*	356	346	284	286	164	144	129	125	28
Ventes d'eau (en 10 ⁶ gallons)	190*	179	191	166	135	56	—	—	—	—
FINANCES (en milliers de dollars)										
Revenu brut	7.5	6.6	6.0	5.3	5.0	4.2	3.9	4.0	3.0	2.5
Dépenses	4.9	4.4	4.0	3.4	3.2	2.5	2.4	2.1	1.4	1.1
Remboursement de capital	.9	.7	.7	.6	.5	.5	.5	.5	.6	.5
Intérêts	1.4	1.3	1.4	.7	.8	.7	.8	.8	.5	.5
REVENU NET	.4	.1	—	.6	.5	.4	.2	.7	.5	.4

* Contrairement aux années précédentes, ces données ne comprennent pas les ventes à Fort Simpson et à Fort McPherson.

HISTORIQUE DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Le Parlement canadien a adopté en juin 1948 la Loi sur la Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, en vue de favoriser l'aménagement et l'exploitation de centrales électriques pour desservir les exploitations minières et autres dans les Territoires du Nord-Ouest.

La Commission est autorisée à se procurer des fonds du gouvernement du Canada, par l'intermédiaire du ministère des Finances, en vue de financer la construction d'installations électriques, à des taux d'intérêts et selon des périodes d'amortissement approuvés par le gouverneur en conseil. La Loi dispose que les frais généraux et les dépenses d'exploitation et d'entretien doivent être couverts par autofinancement, grâce aux recettes d'exploitation.

Dès la mise en vigueur de la Loi et l'entrée en fonction de son premier président, le 1er septembre 1948, la Commission prend en charge le réseau électrique de la rivière Snare, à quelque 90 milles au nord-ouest de Yellowknife (T.N.-O.), que le ministère des Mines et des Ressources avait aménagé pour le compte du gouvernement fédéral et qu'il était sur le point de mettre en service.

La centrale et les installations connexes ont été mises en chantier en janvier 1946, à la suite de démarches entreprises par la société *Giant Yellowknife Gold Mines Limited* auprès du ministère des Mines et des Ressources, en vue d'aménager un emplacement de forces hydrauliques situé sur la rivière Snare, à quelque 70 milles au nord-ouest de Yellowknife, pour fournir quelque 6,000 HP de force motrice à des exploitations minières et à des usines de bocardage, aux environs de Yellowknife. En raison de l'intérêt croissant manifesté à l'égard des ressources minières de la région, le gouvernement fédéral décide d'aménager des installations d'une puissance de quelque 8,350 HP sur la même rivière, mais à quelque 20 milles plus au nord, afin de favoriser l'établissement d'exploitations minières dans la région de Yellowknife.

La centrale de la Snare et la ligne de transport sont mises en service le 4 octobre 1948, et ne desservent au début qu'un client, la société *Giant Yellowknife Gold Mines Limited*; la ville de Yellowknife et l'exploitation minière *Con*, de la société *Cominco Limited*, commencent à être desservis en 1949, grâce à une ligne de raccordement de faible longueur, reliant la ligne de transport du réseau de la rivière Snare à celle de Bluefish à Yellowknife, construite par la société *Cominco Limited*.

1949

En 1949, la Commission fait construire une grande centrale électrique diesel, pour remplacer les trois petites centrales exploitées par divers ministères du gouvernement fédéral et qui desservaient la région de Fort Smith (T.N.-O.). La Commission fait construire la centrale à forfait et une petite partie du réseau est aménagée la même année.

La Commission, de concert avec le Bureau fédéral des eaux et de l'énergie, convient d'étudier l'aménagement d'une



Équipe d'inspection et d'entretien de la CENC



Enfants du Nord



Électricien vérifiant des appareils d'éclairage

centrale hydro-électrique en vue de desservir les mines d'argent et de plomb du district de Keno Hill, près de Mayo Landing (Yukon), qui viennent d'être remises en exploitation. A cette fin, l'étude technique de plusieurs emplacements de forces hydrauliques est entreprise en 1949.

Pour que ce projet soit mis à exécution, la Loi est modifiée en mars 1949, de façon à être appliquée également au Yukon.

1950

La Commission passe commande de l'équipement de la centrale diesel de Fort Smith et fait construire les bâtiments et une partie du réseau de distribution en 1949; en 1950, les groupes générateurs et le réseau de distribution sont prêts à être mis en service et en octobre, l'honorable M. George Prudham, député et secrétaire parlementaire du ministre des Ressources et du Développement économique, l'inaugure officiellement.

1951 et 1952

On commence à construire la centrale hydro-électrique de la rivière Mayo en mars 1951; quelques mois plus tard, la Direction des ressources hydrauliques procède, à la demande de la Commission, à une étude technique en vue de découvrir un emplacement de force aux environs de Whitehorse. La centrale de la rivière Mayo est mise en service en novembre 1952, pour desservir les exploitations minières de la région de Keno Hill et la localité de Mayo, cette dernière ayant jusque-là été desservie par la centrale diesel d'une société privée; la Commission a acheté le réseau de distribution de la société à l'automne de 1956.

1953

En avril 1953, la centrale hydro-électrique de la société *Cominco Limited*, située à Bluefish, commence à desservir l'exploitation minière de la société *Consolidated Discovery Yellowknife Mines Limited*, par une ligne de transport sur poteaux de 42 milles de longueur sous une tension de 34,500 volts, construite par la société minière et reliant la centrale à l'exploitation de la mine *Discovery*, située au nord-ouest de Bluefish.

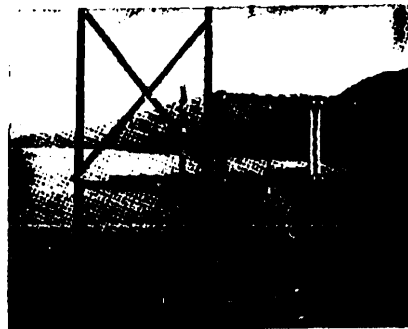
1954

En 1954, la Commission fait poser des fils téléphoniques sur les pylônes de la ligne de transport reliant la centrale de la Snare à la station de transformation de Yellowknife.

1955

La centrale de Fort Smith est agrandie en vue d'y installer un quatrième groupe générateur et un réservoir d'une capacité de 100,000 gallons, afin d'utiliser le combustible que la raffinerie de Norman Wells peut fournir à bon compte.

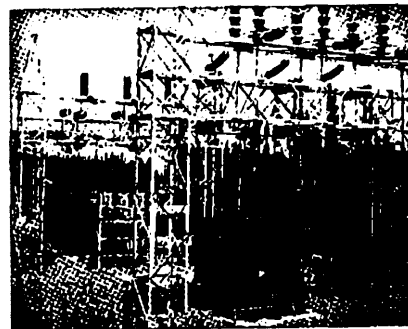
A l'automne de 1955, on fait des études techniques et des enquêtes en vue de déterminer si une centrale thermo-électrique à charbon utilisant la houille du gisement de Carmacks conviendrait mieux qu'une centrale hydro-électrique pour faire face aux besoins croissants d'énergie électrique de la région de Whitehorse et du Yukon.



Transformateur près de
Lac Little Salmon, Yukon



Vêtements d'hiver, au nord du 60°



Poste de réseau électrique,
à Whitehorse (Yukon)

1956

Une nouvelle modification est apportée en août 1956 à la Loi, afin de changer le nom officiel de la Commission en "Commission d'énergie du Nord canadien" et de l'autoriser à fournir les services d'utilité publique, c'est-à-dire les services d'électricité d'origine hydraulique ou thermique, d'eau, d'égouts et de téléphone. La Commission est en outre autorisée à exploiter des ressources énergétiques, n'importe où au Canada, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil et en conformité avec les lois des provinces en cause; de nouvelles dispositions de la Loi permettent aussi à la Commission de financer désormais l'agrandissement ou l'amélioration des centrales et installations.

L'installation, en 1957, d'un deuxième groupe de 3,000 HP à la centrale hydro-électrique de la rivière Mayo est approuvée.

En juillet 1956, la Commission approuve la construction d'une centrale d'une puissance installée de 15,000 HP, aux rapides de Whitehorse, à quelque 2 milles en amont de la ville de Whitehorse, sur le fleuve Yukon. Les travaux commencent en novembre 1956.

1957

La Commission prend en charge la réseau de distribution d'électricité de Mayo Landing, acheté à la *Mayo Light and Power Company*, d'où une baisse sensible du tarif du courant.

La Commission est alors chargée d'appliquer la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique, adoptée par le Parlement en 1957, et qui prévoit l'octroi de fonds aux provinces de l'Atlantique pour la construction de centrales thermo-électriques et de lignes de transmission à haute tension, et de subventions à l'utilisation de houille de l'Est à la production d'électricité dans les provinces de l'Atlantique; jusqu'en 1965, l'octroi de ces subventions incombait à l'Office fédéral du charbon.

On procède en 1957 à une étude des besoins d'électricité de la localité de Frobisher Bay (T.N.-O.).

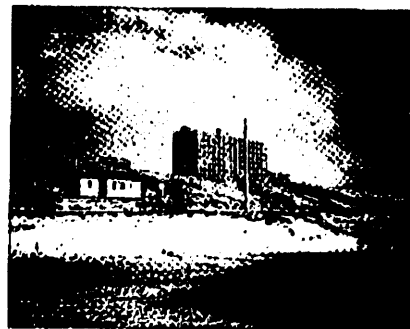
La même année, les plans pour la construction d'une centrale électrique, d'une chaufferie centrale et d'un réseau de conduites *Utilidor* à Inuvik sont presque terminés.

En décembre 1957, un deuxième groupe générateur est mis en service à la centrale de la rivière Mayo.

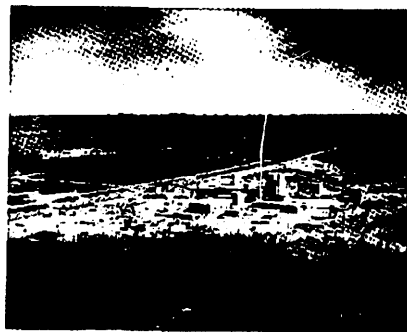
1958

En 1958, on agrandit les centrales de Fort Smith et de Fort Simpson, en vue d'y installer des groupes générateurs supplémentaires.

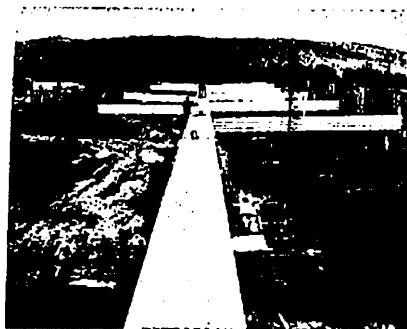
La même année, la Commission approuve l'aménagement d'une deuxième centrale hydro-électrique sur la rivière Snare, à l'emplacement dit des chutes de la Snare, à une dizaine de milles en aval de la centrale de la rivière Snare, devenue depuis la centrale des rapides de la Snare.



Édifice administratif avec hôtel en annexe, à Frobisher Bay (T.N.-O.)



Installations de la Pine Point Mines, à Pine Point (T.N.-O.)



Conduite *Utilidor* en voie de construction, à Inuvik (T.N.-O.)

A la demande du ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, la Commission prend en charge, en septembre, l'exploitation de la centrale électrique et des services de chauffage urbain et des eaux de Fort McPherson (T.N.-O.).

La centrale hydro-électrique des rapides de Whitehorse est mise en service en novembre, ce qui permet de desservir directement les installations et bâtiments du ministère de la Défense nationale et, par l'intermédiaire de la *Yukon Electrical Company Limited*, la population de Whitehorse.

La centrale électrique et le réseau de distribution d'Inuvik (T.N.-O.) sont mis en service en décembre; la chaufferie centrale et une partie du réseau *Utilidor* sont mis en service peu après, au début de 1959.

1959

On commence à construire la centrale hydro-électrique des rapides de la Snare en 1959; en été, on construit une centrale diesel de secours à Yellowknife.

En février 1959, en vertu d'un contrat de location conclu avec le ministère des Transports, la Commission prend en charge l'exploitation d'une centrale diesel de 1.000 kW qui vient d'être aménagée à Frobisher Bay; ce contrat n'est que temporaire, en attendant la mise en service d'une nouvelle centrale électrique pour desservir le nouveau lotissement urbain.

La centrale électrique diesel et le réseau de distribution de Field (C.-B.) sont construits durant l'été et l'automne, et mis en service en décembre.

1960

On procède à une étude technique au sujet de la fourniture de l'électricité à Fort Resolution et à Norman Wells (T.N.-O.), ainsi qu'au sujet d'un établissement pour l'entretien de la route transcanadienne, près du col Rogers and le parc national de Glacier. L'étude relative à cet établissement a conduit à mener une enquête sur place qui a porté sur la rentabilité éventuelle de plusieurs emplacements. Le résultat a été négatif.

Construite en 1960, la centrale électrique diesel de Fort Resolution est mise en service en janvier 1961.

Les premières installations du réseau des services d'utilité publique d'Inuvik sont construites et un groupe électrogène diesel supplémentaire, d'une puissance de 900 kW, est installé à la centrale.

La centrale hydro-électrique des chutes de la Snare est mise en service en décembre.

1961

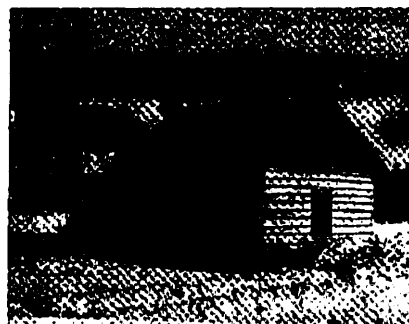
On installe les derniers groupes électrogènes des centrales diesel de Field et de Fort Resolution. A la demande du Commissaire du Yukon, la Commission fait faire une enquête sur place et une étude technique portant sur la



Chercheurs d'or en train de laver du gravier à la batée au Yukon



Installations d'exploitation modernes - mine d'or de la Giant Yellowknife



Cabane de pionnier, à Fort Smith

production et la distribution de l'électricité et l'exploitation des services des eaux et des égouts à Dawson (Yukon), dont les frais sont acquittés par la Commission et le gouvernement du Yukon.

1962

A la suite de négociations avec la société *Pine Point Mines Limited* à l'automne de 1961, la Commission fait faire une étude portant sur l'aménagement éventuel d'une centrale hydro-électrique pour desservir la région minière de Pine Point, située près du Grand Lac des Esclaves, dans les Territoires du Nord-Ouest. Un levé préliminaire effectué en février 1962 révèle la présence d'un emplacement aux deux gorges (Twin Gorges), sur la rivière Taltson, et à quelque 35 milles au nord-est de Fort Smith (T.N.-O.), qui répond aux besoins de l'exploitation minière de Pine Point; une étude topographique de l'emplacement et de ses alentours est ensuite effectuée au cours de l'été.

On installe des groupes diesel supplémentaires et des réservoirs de carburant aux centrales de Fort Simpson et de Fort Smith. La Commission prend en charge l'aménagement d'une chaufferie centrale et d'une centrale électrique, en vue de desservir le nouveau lotissement en construction à Frobisher Bay (T.N.-O.), et, à la demande du ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, de l'exploitation d'une centrale diesel à Aklavik, à titre d'agent du ministère.

1963

La Commission entreprend une étude portant sur la construction d'une ligne de transport pour relier la localité de Rae à Yellowknife, ainsi que sur le transfert à Yellowknife de la cabine de commande du réseau de la Snare, qui se trouve à la centrale des rapides de la Snare.

La Commission adjuge le contrat pour la construction de la centrale électrique et de la chaufferie centrale du nouveau lotissement de Frobisher Bay, et les travaux commencent en septembre.

En juillet, la construction de la centrale hydro-électrique de la rivière Taltson est approuvée. A l'automne, on commence à aménager le chemin d'accès et la Commission adjuge les travaux de construction des bâtiments, qui commencent dès mars 1964.

On installe un groupe diesel lourd d'une puissance de 1,000 kW à la centrale d'Inuvik, et l'on entreprend un agrandissement majeur du réseau de conduites *Utilidor* en vue de desservir les nouvelles maisons que le gouvernement fédéral a fait construire pour ses employés.

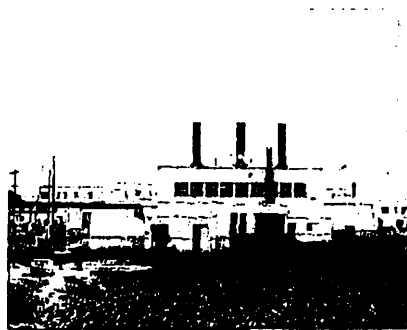
1964

L'entreprise pour la construction d'une ligne de transport reliant Twin Gorges à Yellowknife (par Fort Smith) est adjugée et les travaux commencent en juin.

La nouvelle centrale électrique et la chaufferie centrale de Frobisher Bay (comportant un groupe diesel lourd de 1,000



Centrale de la C.E.N.C.,
à Cambridge Bay (T.N.-O.).



Usine de services publics de la
C.E.N.C., à Moose Factory (Ontario).



L'opérateur de la centrale d'Aklavik (T.N.-O.)

kw, un groupe turbo-générateur à gaz de 1.500 kW avec chaudière chauffée par récupération de la chaleur des gaz d'échappement et deux chaudières à mazout) est mise en service en mars 1964, ce qui permet de fournir le chauffage à la nouvelle usine de traitement des eaux et au nouvel hôpital. La Commission entreprend à forfait, pour le compte du ministère du Nord canadien et des Ressources nationales, d'exploiter la nouvelle centrale électrique et chaufferie centrale de l'Immeuble fédéral (anciens locaux de l'U.S.A.F. S.A.C.).

Un groupe diesel à grand rendement, d'une puissance de 900 kW, provenant de Frobisher Bay, est installé dans un local temporaire construit à la centrale diesel de Fort Smith, afin d'assurer la production du courant nécessaire, pendant que la construction de la centrale hydro-électrique de la rivière Taltson se poursuit.

Le 1er avril, la Commission prend en charge l'usine des services d'utilité publique (électricité, chauffage, eaux et égouts) desservant les bâtiments du ministère de la Santé nationale et du Bien-être social, de l'hôpital des Services de santé du Nord canadien, de l'île de Moose Factory et de la baie James, en Ontario; l'usine était jusque-là exploitée par le ministère de la Santé nationale et du Bien-être social.

La Commission ayant décidé d'installer à Yellowknife le centre de commande des centrales des rapides de la Snare et des chutes de la Snare, elle fait construire à l'automne un bâtiment de plain-pied comprenant la salle de commande, les bureaux et le garage; entre-temps, elle passe commande de l'équipement de télécommande.

1965

La Commission fait démonter l'équipement de commande et trois maisons se trouvant aux rapides de la Snare pour les réinstaller à Yellowknife, ce qui permet désormais de télécommander de Yellowknife les centrales des rapides de la Snare et des chutes de la Snare.

La Commission fait construire à Fort Smith un bâtiment devant servir de cabine de télécommande et de bureau d'administration, ainsi qu'une station de raccordement et de distribution d'électricité.

Le 29 octobre, l'honorable E.J. Benson, ministre du Revenu national, inaugure les installations hydro-électriques de la rivière Taltson, et en novembre, la centrale diesel de Fort Smith devient une centrale de secours.

On installe deux chaudières à vapeur et un groupe diesel de 600 kW à la centrale électrique et chaufferie centrale de Frobisher Bay; on pose en même temps une conduite de vapeur pour desservir l'Immeuble fédéral et ses environs.

1966

Le 1er novembre, la Commission prend en charge la centrale diesel, à Cambridge Bay, dans les Territoires du Nord-Ouest, laquelle était jusque-là exploitée par le ministère des Transports.



Conduite utilidor d'Inuvik, assurant le chauffage et les services d'eau et d'égout pour tous les principaux bâtiments.



Ligne de transport d'électricité de 115 kV de la C.E.N.C., vue de la centrale hydro-électrique de Taltson (T.N.-O.).



Route menant au déservoir de Mayo (Yukon).

La Commission se charge, le 1er octobre, de la distribution de l'eau et de l'énergie électrique à Dawson, au Yukon. Elle y construit un nouveau réseau de distribution électrique et une nouvelle centrale qui sera équipée de trois groupes électrogènes diesel, chacun développement une puissance de 250 kW.

1967

Le 4 mai, la Commission prend en charge l'exploitation de la centrale diesel de Coppermine (T.N.-O.), administrée jusque-là par le ministère des Transports.

Pour obtenir une meilleure utilisation du débit de l'eau, on construit un barrage en enrochement en amont de la rivière Taltson, au débouché du lac Nonacho.

La Commission met en chantier les travaux de construction de la centrale diesel de secours et de l'annexe n° 3 devant recevoir une génératrice hydro-électrique, à Whitehorse (Yukon).

L'annexe à la centrale de Moose Factory (Ont.) est terminée et trois groupes diesel y sont installés.

On prolonge de 3,500 pieds le réseau Utilidor d'Inuvik et le groupe diesel de 1,000 kW, installé dans l'annexe de la centrale, est mis en service.

1968

On remet à la Commission la tâche de produire et de distribuer l'énergie électrique à Baker Lake, à Chesterfield Inlet et à Norman Wells.

A Inuvik (T.N.-O.), on met en service le prolongement de l'Utilidor jusqu'à un ensemble de 50 maisons en rangée nouvellement construites, ainsi qu'un réseau d'eau et d'égout de 1,600 pieds.

Une centrale diesel de 9,000 kW est ouverte à Whitehorse Yukon, en décembre, afin de servir lors des périodes de pointe et pour être utilisée comme usine de secours. A la fin de l'année, les travaux d'installation du group électrogène n° 3 sont passablement avancés, et la construction d'une ligne de transport d'énergie d'une longueur de 250 milles et d'une tension de 138 kV, reliant Whitehorse à l'ensemble mine-usine de l'Anvil Mining Corporation Limited est sur le point d'être terminée.

On installe un groupe diesel de 200 kW, à Fort Resolution (T.N.-O.), afin d'assurer une réserve de secours suffisante.

A la suite d'un éboulement à Fort Smith (T.N.-O.), il devient nécessaire de reconstruire la centrale diesel de secours en un autre endroit.

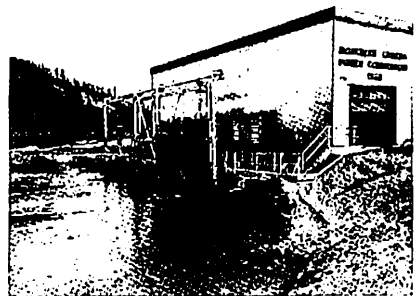
En mars 1969, le groupe électrogène n° 2 de la centrale de Mayo (Yukon) est détruit au cours d'un accident rare, mais la production d'énergie est maintenue grâce au groupe n° 1.



Déversoir de Taltson (T.N.-O.).



Centrale de la C.E.N.C., à Field (C.-B.).



Centrale hydro-électrique de Whitehorse (Yukon).



AUDITEUR GÉNÉRAL DU CANADA

Ottawa, le 30 juin 1969

L'honorable Jean Chrétien
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa

Monsieur le Ministre

J'ai examiné les comptes et les états financiers de la Commission d'énergie du Nord canadien, pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1969. Conformément aux dispositions de l'article 87 de la Loi sur l'administration financière, je déclare que, à mon avis:

- a) la Commission a tenu les livres de comptes appropriés;
- b) les états financiers de la Commission
 - (i) ont été établis de la même manière que l'année dernière et en accord avec les livres de comptes;
 - (ii) en ce qui concerne le bilan, donnent une idée exacte et juste de l'état des affaires de la Commission à la fin de l'année financière;
 - (iii) en ce qui concerne l'état des recettes et des dépenses, donnent une idée exacte et juste de la situation de la Commission à la fin de l'année financière;
- c) les opérations de la Commission dont j'ai pris connaissance étaient de la compétence de la Commission selon la Loi sur l'administration financière et toute autre loi applicable à la Commission.

Veillez agréer, monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

L'auditeur général du Canada

A. M. Henderson

COMMISSION D'ENERGIE DU NORD CANADIEN
(Établie par la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien)

Actif

	1969	1968
Disponibilités:		
En caisse	\$ 1,806,098	\$ 589,864
Comptes à encaisser	3,957,397	2,218,309
Stocks de fournitures d'entretien et d'exploitation, au prix coûtant	<u>1,570,892</u>	<u>1,502,455</u>
 Total des disponibilités	 <u>7,334,387</u>	 <u>4,310,628</u>
Obligations gardées comme dépôts de garantie des consommateurs	75,000	75,000
 Immobilisations (prix coûtant)		
Centrales électriques	31,570,274	30,368,833
Installations de transport et de distribution d'énergie	8,052,697	7,177,242
 Logements du personnel, entrepôts et bâtiments divers	 1,708,456	 1,680,902
Matériel de communication, de transport et autre	939,791	866,132
Constructions en cours	<u>8,125,438</u>	<u>2,922,800</u>
	50,396,656	43,015,909
 Moins: Dépréciation accumulée	 <u>9,259,302</u>	 <u>8,391,535</u>
	41,137,354	34,624,374
 Réseaux de chauffage urbain, d'eau et d'égout, et d'avertisseurs d'incendie à Inuvik (Territoires du Nord-Ouest)	 <u>8,300,679</u>	 <u>7,381,954</u>
 Total des immobilisations	 <u>49,438,033</u>	 <u>42,006,328</u>
	 <u>\$ 56,847,420</u>	 <u>\$ 46,391,956</u>

Nota: La Commission administre des prêts (qui s'élevaient à \$147,984,750 au 31 mars 1969) consentis par le gouvernement canadien, conformément aux accords conclus en vertu de la Loi sur la mise en valeur de l'énergie dans les provinces de l'Atlantique

Certifié conforme:

C.F. Prevey
.....
Directeur général adjoint
(Finances et administration)

Approuvé:

J.A. MacDonald
.....
Président

Bilan au 31 mars 1969
(avec chiffres correspondants au 31 mars 1968)

Passif

	1969	1968
Exigibilités:		
Comptes à payer	\$ 1,406,673	\$ 861,149
Intérêts sur avances du gouvernement du Canada	—	513,038
Retenues des entrepreneurs	272,484	81,258
	<hr/>	<hr/>
Total des exigibilités	1,679,157	1,455,445
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>
Dépôts des consommateurs et autres garanties	98,300	90,689
Avoir propre du gouvernement du Canada:		
Avances, y compris \$50,000 pour enquêtes au sujet des projets	42,297,371	33,299,593
Mise de fonds que représente le coût: des réseaux de chauffage urbain, d'eau et d'égout, et d'avertisseurs d'incendie à Inuvik (Territoires du Nord-Ouest), financée au moyen d'un crédit du Parlement; de l'extension, du développement et de l'amélioration des immobilisations, financé avec les bénéfices.	8,300,679	7,381,954
Réserve pour imprévus	808,799	757,180
Excédent de revenu	2,336,362	2,190,108
	1,326,752	1,216,987
	<hr/>	<hr/>
	55,069,963	44,845,822
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>
	\$ 56,847,420	\$ 46,391,956

J'ai examiné le bilan ci-dessus et l'état des recettes et des dépenses qui s'y rapporte, et j'ai fait rapport à ce sujet, en date du 21 Juin 1968, au ministre des Affaires Indiennes et du Nord canadien.

A.M. Henderson

.....
L'auditeur général du Canada

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN
État des recettes et des dépenses
pour l'année terminée le 31 mars 1969
(Avec chiffres correspondants pour l'année terminée le 31 mars 1968)

	1969	1968
Recettes		
Ventes de courant	\$ 5,046,640	\$ 4,234,699
Revenus provenant de la construction, de l'entretien et de l'exploitation d'installations pour le compte du gouvernement du Canada et d'autres organismes	1,190,534	1,076,557
Ventes de chaleur	1,043,753	1,005,153
Services d'eau et d'égout	108,280	100,152
Intérêts	43,903	70,800
Divers	108,112	68,294
	<u>7,541,222</u>	<u>6,555,655</u>
Dépenses		
Frais d'exploitation et d'entretien:		
Traitements et salaires	\$ 2,050,891	1,833,193
Combustibles et lubrifiants	1,208,296	1,040,671
Matériaux et fournitures	333,998	325,002
Pension et logement des employés (coût net)	217,126	202,017
Entretien et améliorations	201,709	223,664
Voyages et transport	113,443	107,194
Entretien de camions, tracteurs, etc.	61,714	55,847
Télégrammes, téléphone et affranchissements	29,307	24,308
Location de centrales, de lignes et	26,809	27,739
Outillage et matériel divers	19,745	32,082
Assurances	17,830	15,187
Divers	60,266	68,832
	<u>4,341,134</u>	<u>3,955,736</u>
Frais d'administration:		
Traitements	431,406	390,979
Location de locaux administratifs	35,539	33,295
Divers	45,538	43,039
	<u>512,483</u>	<u>467,313</u>
Intérêts sur avances du gouvernement du Canada	1,446,990	1,346,862
Dépréciation	888,231	701,405
	<u>7,188,838</u>	<u>6,471,316</u>
Recettes nettes	<u>\$ 352,384</u>	<u>\$ 84,339</u>

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN
État de l'excédent des recettes sur les dépenses pour l'année terminée le 31 mars 1969

Solde au 1er avril 1968		\$ 1,216,987
Recettes nettes de l'année		<u>352,384</u>
		<u>1,569,371</u>
Virements:		
Réserve pour imprévus	\$ 191,000	
Avoir propre équivalant au coût de l'extension, de l'expansion et de l'amélioration des immobilisations et financé par les gains	51,619	<u>242,619</u>
Solde au 31 mars 1969		<u>\$ 1,326,752</u>