

AECL-7763

ATOMIC ENERGY
OF CANADA LIMITED



L'ÉNERGIE ATOMIQUE
DU CANADA LIMITÉE

**TRENDS IN THE CAPITAL COSTS OF
CANDU GENERATING STATIONS**

**Tendances des coûts en capital des centrales
electronucléaires CANDU**

A.M. YU and D.L.S. BATE

Report IAEA-CN-42/141 presented at the IAEA International Conference on
Nuclear Power Experience, Vienna, 13-17 September 1982

(Egalement disponible en français sous le numéro AECL-7763F)

Chalk River Nuclear Laboratories

Laboratoires nucléaires de Chalk River

Chalk River, Ontario

September 1982 septembre

The papers presented by Canada are reproduced with permission of the International Atomic Energy Agency and the authors. They include:

IAEA-CN-42/36	AECL-7761	IAEA-CN-42/145	AECL-7767
IAEA-CN-42/68	AECL-7762	IAEA-CN-42/146	AECL-7768
IAEA-CN-42/141	AECL-7763	IAEA-CN-42/147	AECL-7769
IAEA-CN-42/91	AECL-7764	IAEA-CN-42/28	AECL-7770
IAEA-CN-42/142	AECL-7765	IAEA-CN-42/47	AECL-7771
IAEA-CN-42/143	AECL-7766	IAEA-CN-42/148	AECL-7772

ATOMIC ENERGY OF CANADA LIMITED

TRENDS IN THE CAPITAL COSTS OF CANDU GENERATING STATIONS

A.M. Yu
Atomic Energy of Canada Limited
Engineering Company
Mississauga, Ontario
Canada

D.L.S. Bate
Ontario Hydro
Toronto, Ontario
Canada

Report IAEA-CN-42/141 presented at the IAEA International Conference on
Nuclear Power Experience, Vienna, 13-17 September 1982.

(Egalement disponible en français sous le numéro AECL-7763F)

Chalk River Nuclear Laboratories
Chalk River, Ontario
September 1982

AECL-7763

L'ENERGIE ATOMIQUE DU CANADA LIMITEE

TENDANCES DES COÛTS EN CAPITAL DES CENTRALES
ELECTRONUCLEAIRES CANDU

par

A.M. Yu et D.L.S. Bate

RESUME

Cette communication résume l'expérience acquise dans le domaine des coûts réels par l'Energie Atomique du Canada, Limitée, Ontario Hydro et les autres compagnies d'électricité dans la planification, l'étude et la construction des centrales CANDU-PHWR (CANada Deuterium Uranium Pressurized Heavy Water Reactor) au cours des 30 dernières années.

On effectue une analyse pour chacune des principales centrales CANDU-PHWR en exploitation ou en construction au Canada, afin de retracer l'évolution des évaluations des coûts en capital. On identifie les principaux paramètres techniques, économiques et autres affectant la tendance des coûts des centrales CANDU-PHWR et on a évalué leurs impacts.

On effectue l'analyse des coûts réels des centrales CANDU en éliminant le montant des intérêts en cours de construction et l'escalade des prix, ainsi que les effets des délais prévus des dates d'entrée en service. On établit la tendance historique de la hausse du coût réel des centrales CANDU.

En se basant sur l'expérience des coûts acquise dans le domaine des études et de la construction des réacteurs CANDU-PHWR au Canada, ainsi que sur l'évaluation des paramètres influant sur les coûts de projets semblables, on présente les coûts projetés des centrales CANDU-PHWR.

(Egalement disponible en français sous le numéro AECL-7763F)

Laboratoires nucléaires de Chalk River
Chalk River, Ontario
1982 septembre

AECL-7763

TRENDS IN THE CAPITAL COSTS OF CANDU GENERATING STATIONS

ABSTRACT

This paper consolidates the actual cost experience gained by Atomic Energy of Canada Limited, Ontario Hydro, and other Canadian electric utilities in the planning, design and construction of CANDU-PHWR (CANada Deuterium Uranium-Pressurized Heavy Water Reactor) generating stations over the past 30 years.

For each of the major CANDU-PHWR generating stations in operation and under construction in Canada, an analysis is made to trace the evolution of the capital cost estimates. Major technical, economic and other parameters that affect the cost trends of CANDU-PHWR generating stations are identified and their impacts assessed.

An analysis of the real cost of CANDU generating stations is made by eliminating interest during construction and escalation, and the effects of planned deferment of in-service dates. An historical trend in the increase in the real cost of CANDU power plants is established.

Based on the cost experience gained in the design and construction of CANDU-PHWR units in Canada, as well as on the assessment of parameters that influence the costs of such projects, the future costs of CANDU-PHWRs are presented.

1. INTRODUCTION

Since the early 1950s, Atomic Energy of Canada Limited (AECL), in collaboration with many segments of the Canadian industry, including Ontario Hydro, has developed the CANDU (CANada Deuterium Uranium) heavy water moderated, natural uranium fuelled power reactor system to the point where it is now widely accepted as proven for utility service.

The CANDU system comprises a family of reactor types that vary with respect to the coolant used: Pressurized Heavy Water

Reactor (CANDU-PHWR), Boiling Light Water Reactor (CANDU-BLWR) and Organic-Cooled Reactor (CANDU-OCR).

Currently, there are about 18 500 MW(e) of CANDU capacity in operation, under construction or committed. Table 1 shows the various CANDU reactors in Canada and other countries. These reactors operate on a once-through, natural uranium cycle, and all are of the CANDU-PHWR type with the exception of the demonstration CANDU-BLWR, Gentilly 1.

As can be seen from Table I, CANDU reactors have been, or are being built in a variety of unit sizes, and in the form of either single- or multiple-unit stations.

This paper consolidates and updates the actual cost experience gained by AECL, Ontario Hydro, and other Canadian electric utilities in the planning, and design and construction of CANDU-PHWR nuclear generating stations (NGS) over the past thirty years.

By tracing the evolution of the capital cost estimates of specific CANDU NGSSs, from the dates when they were committed to the actual or planned commercial in-service dates, one can gain considerable insight into the various factors that influence the ultimate cost of nuclear generating stations.

2. MAJOR COMPONENTS OF CAPITAL COSTS

In spite of some variation in the details of estimating and accounting for the capital costs of generating stations adopted by the electric utilities, the capital cost of a CANDU station can be grouped into four major components. They are the direct costs, indirect costs, interest during construction, and heavy water inventory costs, the sum total of which represents the total capital cost of a generating station.

2.1 Direct costs

The direct costs of a CANDU generating station include:

- 1) Land and land rights,
- 2) Structures and site facilities,
- 3) Reactor plant equipment,
- 4) Turbine plant equipment,
- 5) Electric plant equipment, and
- 6) Miscellaneous plant equipment,

and correspond to the IAEA accounts 20-25, as described in IAEA Technical Reports Series No. 175, Economic Evaluation of Bids for

Nuclear Power Plants. Installation cost is included as direct cost.

2.2 Indirect costs

Indirect costs are those costs that cannot be allocated to a specific system, structure, or equipment and are grouped together for project cost control purposes. They include:

- 1) Construction facilities, equipment and services,
- 2) Engineering and management services, and
- 3) Other costs, such as taxes, insurance premiums, freight, and training,

and correspond to the IAEA Accounts 91, 92 and 93. Commissioning cost is included as indirect cost.

2.3 Interest during construction

To recognize the time value of money used to pay for the supply of equipment, material and services during the design and construction phase of generating stations, interest during construction is included as an integral part of capital cost, and corresponds to IAEA Account 94. However, because of differences in the financial structures and credit ratings of electric utilities, the inclusion of interest during construction in cost comparisons may not be very meaningful.

2.4 Heavy water inventory cost

Heavy water is used both as a moderator and for primary heat transport purposes in a CANDU-PHWR. The total heavy water inventory needed to fill the moderator and the primary heat transport systems, as well as to provide an in-plant operating reserve, amounts to about 0.8 megagrams for each megawatt of capacity.

The cost of heavy water inventory is the market price that the utility pays for that heavy water. For Ontario Hydro, which produces its own heavy water, the cost reflects its cost to produce the heavy water and the cost of storing it until it is assigned to the nuclear station.

3.0 COST¹ HISTORY OF CANDU-PHWR

The history of cost estimates for CANDU-PHWR projects in Canada is discussed in the following sub-sections. A virtual doubling and tripling of the costs, from the original estimates to the final estimates, is typical of all large construction projects in North America and Europe, during the period of rapidly increasing inflation and interest rates. When these unusual factors are removed, the real cost increases are modest.

¹Canadian \$

3.1 Douglas Point

The first prototype CANDU-PHWR at Douglas Point, Ontario, was committed in 1959. During the design and construction phases of the 206 MW(e) plant between 1960 and 1967, AECL and Ontario Hydro gained valuable information and experience that was later incorporated into other CANDU units and demonstrated clearly the suitability of the CANDU system for the large scale production of electricity. While some technical difficulties arose in the early years of operation, today the plant is a dependable supplier of steam to the Bruce Heavy Water Plants and electricity to the Ontario Hydro grid.

Douglas Point was placed in service in 1968 at a cost of \$91 million. This compares reasonably with the original cost estimate of \$81 million in 1959.

3.2 Pickering A

In 1963, while design and construction activities on Douglas Point were in full swing, AECL and Ontario Hydro reached an agreement to undertake a co-operative study of a multi-unit plant. Based on the findings of the study, the first two units of Pickering A were committed in 1964 and the other two units a year later.

Pickering NGS-A is a 4 x 515 MW(e) CANDU-PHWR station, located on the northern shore of Lake Ontario, about 35 kilometres east of Toronto, Ontario.

The reactor concept of Pickering A, although based on the Douglas Point design, was to be an integrated, multi-unit station of four 515 MW(e) units with a completely new negative-pressure containment system, new instrumentation, protection and controls, and other new systems and components.

When the plant was committed in 1965, it was estimated that the total cost of bringing Pickering A into commercial operation would be about \$508 million, including heavy water inventory, escalation from the date of commitment to actual expenditures, and interest during construction.

When the last Pickering A reactor came into commercial operation in 1973, the total cost had become \$746 million, an increase of 47% over the original estimate. Figure 1 shows a breakdown of the original cost estimate as compared to the final cost of Pickering A. The heading "Direct and Indirect" includes design, construction and commissioning.

A detailed analysis of the reasons for the increase in cost is not available from this early project. However, a sizable portion of the difference was due to underestimating some of the developmental aspects of the design, along with a significantly

higher heavy water inventory cost because of the necessity to purchase from foreign sources.

3.3 Bruce A

Bruce NGS-A is located on the eastern shore of Lake Huron, about 220 kilometres northwest of Toronto, Ontario. The station consists of four CANDU-PHWRs, each capable of an output of 850 MW(e). The turbine-generators were designed to deliver 750 MW(e) of electric power, with the surplus capacity diverted to the provision of steam for use in the Bruce Heavy Water Plants.

The station was committed in 1969 at an estimated cost of \$930 million. All four reactors were operational by 1979 and the final cost stood at \$1 954 million, an increase of almost 110% over the original estimate. However, the increase over the 1970 definitive estimate was 42%. (In Ontario Hydro terminology, the definitive estimate is established after the scope of the majority of systems has been established, some major equipment has been ordered, and the detailed project schedule has been defined.)

The breakdown of the increase in cost of \$1 024 million, is given in Fig. 2.

1) Escalation and interest - 61% of the increase

Allowance for escalation in the 1969 estimate proved to be totally inadequate, especially during the rapid rise in material and labour costs experienced after 1973. Interest rates rose dramatically too, from an estimated 4 1/2% in 1969 to 9 1/2% in 1977-78.

2) Scope changes - 18% of the increase

The original estimate had been made at the time that Pickering A was nearing completion, and was based mostly on extrapolation from that experience. Scope changes included additional safety systems, an additional fuelling system, a complete change in the cooling-water system design, a major layout change to bring reactor auxiliaries outside the containment, an additional spent-fuel bay and changes to the 230 kV and 500 kV switchyards to accommodate the lack of new transmission facilities. These are a mixture of regulatory requirements and major cost-effective design changes.

3) Estimate - 17% of the increase

Even after allowing for escalation and scope changes, a significant portion of the increase in costs has to be assigned to underestimating. These included such factors as an increase in provincial taxes, increased indirect costs of construction in the area of materials management, the provision of a construction camp, the

severity of the winter weather and considerable increase in engineering analysis to satisfy regulatory authorities.

4) Schedule - 4% of the increase

This approximate, net increase is essentially the increase in interest during construction due to the delay of in-service of the first two units, resulting from extra stress-relieving work necessary to solve a pressure tube cracking problem identified at Pickering A. Part of the total cost increase was offset by reduced costs due to shorter commissioning periods than scheduled, for units 3 and 4.

3.4 Gentilly 2

Shortly after the start-up of the Pickering A reactors, AECL began development work to adapt the highly successful Pickering A design to suit applications where only single or dual units were needed in the domestic and off-shore markets.

The CANDU 600 MW(e) design has since been available to the world marketplace. It is suitable for many potential applications, with minimum modifications.

Committed by Hydro Quebec in 1973, the Gentilly 2 CANDU-PHWR was the first of several CANDU 600 MW(e) reactors to be ordered by domestic and foreign utilities. It is located adjacent to the Gentilly 1 CANDU-BLWR demonstration plant at Three Rivers, about 120 kilometres east of Montreal, Quebec. In April, 1982, the Atomic Energy Control Board (AECB) gave approval to load fuel into the reactor. Gentilly 2 is expected to be at full power by the end of 1982.

When Gentilly 2 was committed in 1973, it was expected to be completed by 1979 at an estimated cost of \$385 million. The current estimate is \$1 313 million. Most of the increases are due to unexpectedly high interest and escalation rates along with the extended schedule, as well as changes in regulatory requirements such as the installation of a high-pressure emergency-core-cooling system. Repairs of the steam generators as a result of warping during stress relief treatment in manufacture also contributed to the delay and hence cost increase.

3.5 Point Lepreau 1

The Point Lepreau 1 CANDU-PHWR Unit, located at Point Lepreau, New Brunswick, was planned and committed in 1974, with the expectation that it would become operational in 1979 at an estimated cost of \$466 million.

As with Gentilly 2, the construction of the Point Lepreau Unit has experienced similar delays and cost increases. The AECB has authorized the initial fuel loading of Point Lepreau 1 and New Brunswick Power has begun the commissioning process.

Point Lepreau 1 is now expected to be in-service by the end of 1982 at a cost of \$1 215 million, an increase of 161% over the original estimate. However, the increase over the mid-1974 definitive estimate of \$684 million is only 78%. Figure 3 shows a breakdown of the original and current estimates of Point Lepreau 1.

3.6 Pickering B

Pickering NGS-B was committed by Ontario Hydro in 1974, and was to be essentially a repeat of the Pickering A design. It shares the same site as Pickering A and utilizes some common facilities such as the vacuum building and the administration building.

The original plan was for the four units to be placed in service between April 1980 and July 1982. However, due to capital constraints placed upon Ontario Hydro by the Ontario Government in 1976, together with reduction in the load forecast, each of the four units was delayed by one year. Since then, problems with the manufacturing of the steam generators have further delayed the in-service dates. Currently, the in-service dates are expected to be between 1983 and 1985.

When the station was committed in 1974, it was estimated that it would cost \$1 585 million. The estimate was based on the final cost of Pickering A, allowing for savings through the use of common site and services, together with preliminary cost information from suppliers of major equipment such as turbine generators, steam generators, and primary heat transport pumps.

The current estimate of \$3 647 million is based on the actual costs to date and an estimate to complete the nuclear station by 1985. The increase in cost of \$2 062 million, about 130% over the original estimate, is illustrated in Fig. 4. (The increase over the 1975 definitive estimate is 68%.)

As with Bruce A, major causes of the increase in cost are escalation and interest rate changes. However, the cost of a two-year schedule delay due to faulty steam generators discovered during testing makes "schedule change" the largest cause of increase. A change in financial accounting policy by Ontario Hydro also contributed to a small increase in cost. This policy change added appreciably to the allocated cost of heavy water inventory.

3.7 Bruce B

Bruce NGS-B, comprising four CANDU-PHWR units of 750 MW(e) each, is located approximately one mile south of the Bruce A station. The station was committed in 1976 to be basically a repeat of the Bruce A station with the exception of some specific changes such as the turbine generator supplier, an integral steam drum instead of a common steam drum, and the usage of absorber rods instead of booster rods.

The original schedule for Bruce B called for the four units to come into service between 1983 and 1986. As a result of a lower forecast of load demand in Ontario, coupled with delays in obtaining regulatory approvals for obtaining transmission line right-of-way to bring power from the Bruce Peninsula to the southern load centres, and other changes in scope, the in-service dates have been rescheduled to 1984-1987.

The current estimate of \$5 541 million to complete Bruce B is about 43% higher than the original estimate of \$3 869 million, which was also Ontario Hydro's definitive estimate. Figure 5 shows the estimate comparison and the breakdown of the cost increase.

Scope changes have played a larger part in the cost increase of this project. These are largely due to changes in codes, standards, and design requirements from the various regulatory bodies. Included are a high-pressure emergency-coolant-injection system, an extension of the fuel handling system, seismic qualifications, and increased documentation and supporting analysis for regulatory authorities. Although most of these requirements were known by the time construction started, they had not been adequately covered in the original estimate.

3.8 Darlington

Darlington NGS comprising four CANDU-PHWR units of 881 MW(e) each, is located approximately 27 kilometres east of Pickering on Lake Ontario. The station was committed in 1978 to be basically a repeat of Bruce B, but with larger turbine generators to accommodate the full reactor capacity.

The original schedule for Darlington called for the four units coming into service between 1985 and 1988. As a result of the lower load forecast, the project schedule was extended, and currently the in-service dates for the four units are between 1988 and 1990.

The current estimate of \$9 635 million to complete Darlington is about 92% higher than the original estimate made in 1977, almost entirely due to the extended schedule and higher interest rates. The station is not far enough advanced in design and construction activities to make a meaningful detailed cost analysis.

4. HISTORICAL TRENDS

The preceding section described the changes that have taken place in project cost estimates during the design and construction period of each station. This section attempts to draw conclusions as to trends in nuclear plant real costs, with reference to unit size, learning experience, regulatory changes and design improvements. Also included are current internal Ontario Hydro estimates for future stations for a hypothetical project commitment in 1982 (four units in-service 1991-1994).

The capital costs are meaningful for this purpose only if the economic factors of escalation and interest during construction are removed. In the following tables and charts, the cost effects of intentional schedule deferments and the extensive boiler repair program that occurred during the construction of Pickering B and Bruce B have also been removed. For inter-plant comparison purposes, the cost of heavy water has been omitted from the capital cost.

Table II indicates an increase between 1973 and 1985 of 101\$/kW(e) due to increased regulatory requirements and cost-effective design improvements, for the 4 x 500 MW(e) plants. This is a trend of \$8/kW(e) per year, equivalent to about 1% of capital cost per year. Table III indicates a similar trend increase for the larger size of units between 1979 and 1987 of \$6/kW(e) per year. Both tables show that this trend is not predicted to continue for future units brought into service after 1990. This is probably indicative of the designers' expectations that a downward trend resulting from the learning curve will offset the historical upward trend, so that future costs will be relatively stable. It remains to be seen whether this is realistic.

Figure 6 shows the specific capital costs of CANDU stations plotted against total station capacity. The in-service dates are given for each station. The graph illustrates the cost savings possible in multi-unit station designs. The indicated difference between Point Lepreau and Pickering B can be attributed roughly to a multi-unit versus single-unit advantage of 20 to 25% and to seismic and other differences amounting to 5 to 10%. There is also some "experience" factor which benefits the recent Ontario Hydro stations relative to New Brunswick's first nuclear plant.

5. CAPITAL COST BREAKDOWN - FUTURE CANDUs

The complete plant cost breakdown for a 4 x 850 MW(e) CANDU-PHWR station in Ontario, in-service 1991-94, is given in Table IV. The total estimated cost including heavy water, commissioning and interest during construction is \$13.0 billion in terms of current dollars. This is equivalent to \$6.5 billion, or 1 840 \$/kW(e) in constant 1982 dollars.

6. TOTAL UNIT ENERGY COSTS - FUTURE CANDUs

The Total Unit Energy Cost (TUEC) from the future 4 x 850 MW(e) CANDU is shown in Table V. In terms of the 1982 dollar, the TUEC in the first year of full operation, i.e. 1994, is 30.4 m\$/kWh. The distorting effect of high interest rates is evident from the fact that over 50% of the energy cost is due to interest charges on invested capital. By the time the station is half-way through its economic life (i.e. after 20 years), the effect of interest charges is much less and the TUEC has dropped to almost half of the 1994 figure.

7. SUMMARY

This paper has examined in detail the actual and estimated costs of CANDU-PHWR generating stations in operation and under construction in Canada.

There is an historical upward trend in the real cost of nuclear power stations. In the case of multi-unit CANDU-PHWR stations, the trend has been an increase of slightly under 1% of capital cost per year. The reasons given are a combination of increased regulatory requirements and cost-effective design improvements. The latter will no doubt contribute further to the fine operating performance record of the CANDU-PHWR.

The real costs of future stations are predicted to stay fairly level. A breakdown of estimated capital and energy costs for a 4 x 850 MW(e) station committed in 1982 are given.

The design, construction, commissioning and operating experience gained by AECL, Ontario Hydro and other Canadian utilities will be utilized to the fullest extent in further improving the excellent operating and economic performance record of CANDU stations.

NAME	UTILITY/COUNTRY	NET POWER MW(e)	IN-SERVICE
NPD	ONTARIO HYDRO	22	1962
DOUGLAS POINT	ONTARIO HYDRO	206	1968
KANUPP	PAKISTAN	125	1972
RAPP 1	INDIA	202	1972
GENTILLY 1	QUEBEC HYDRO	250	1972
PICKERING A	ONTARIO HYDRO	4x515	1971-73
BRUCE A	ONTARIO HYDRO	4x740	1977-79
RAPP 2	INDIA	202	1981
POINT LEPREAU 1	NEW BRUNSWICK POWER	630	1982
WOLSUNG	KOREA	629	1982
GENTILLY 2	QUEBEC HYDRO	638	1982
CORDOBA	ARGENTINA	600	1983
PICKERING B	ONTARIO HYDRO	4x516	1983-85
BRUCE B	ONTARIO HYDRO	4x750	1984-87
CERNAVODA	ROMANIA	2x700	1986-87
DARLINGTON	ONTARIO HYDRO	4x881	1988-90

TABLE I CANDU POWER REACTORS IN OPERATION, UNDER CONSTRUCTION OR COMMITTED

	<u>Pickering A</u>	<u>Pickering B</u>	<u>Future</u>
Last unit in-service	1973	1985	1994
Capital cost, excluding D ₂ O, in millions of current dollars	634	3 007	6 828
Capital cost, excluding D ₂ O and interest in millions of constant 1982 \$	1 794	2 054	2 017
Capital cost, excluding D ₂ O, interest, effects of schedule deferment and boiler repairs, in millions of constant 1982 \$	1 794	2 006	2 017
Specific Capital Cost, excluding D ₂ O, interest, effects of schedule deferment and boiler repairs, in 1982 \$/kW(e)	871	972	977

TABLE II CAPITAL COST OF 4 x 500 MW(e) STATIONS

	<u>Bruce A</u>	<u>Bruce B</u>	<u>Darlington</u>	<u>Future</u>
Last unit in-service	1979	1987	1990	1994
Capital cost, excluding D ₂ O, in millions of current dollars	1 561	4 467	8 395	11 025
Capital cost, excluding D ₂ O and interest, in millions of constant 1982 \$	2 530	2 718	3 270	3 249
Specific Capital Cost excluding D ₂ O and interest, in 1982 \$/kW(e)	855	906	928	922

TABLE III CAPITAL COST OF 4 x 850 MW(e) STATIONS

IAEA ACCOUNT	M\$
20 Land & Land Rights	45
21 Structures & Site Facilities	478
22 Reactor Plant Equipment	604
23 Turbine Plant Equipment	537
24 Electric Plant Equipment	227
25 Miscellaneous Plant Equipment	<u>158</u>
Total Direct Costs	2 049
91 Construction Facilities, Equipment and Services (includes commissioning)	590
92 Engineering and Management Services	296
93 Other Costs	<u>54</u>
Total Direct and Indirect Costs - 1982 \$	2 989
Escalation	2 687
94 Interest During Construction	4 377
Fuel ($\frac{1}{2}$ charge)	117
Heavy Water	2 002
Contingency	<u>855</u>
TOTAL COST (in Current \$, for 1994 In-service)	13 027

TABLE IV CAPITAL COST ESTIMATE* - 4 x 850 MW(e) CANDU-PHWR

* For a 4-unit station with a net output of 3 524 MW(e) and unit in-service dates of 1991-1994.

	1982 m\$/kWh	
	First Year (1994)	Twentieth Year (2014)
Capital charges - Depreciation	6.0	6.0
- Interest	17.6	3.6
Operation and Maintenance	2.2	2.2
Heavy Water Upkeep	0.4	0.4
Fuel	3.0	3.0
Charge for Long-term Irradiated Fuel	1.0	1.0
Charge for Decommissioning	0.2	0.2
TOTAL	30.4	16.4

TABLE V TOTAL UNIT ENERGY COST* - 4 x 850 MW(e) CANDU-PHWR

* Costs in 1982 dollars, capacity factor 80%, interest rate 11.1%, 40-year straight line depreciation, net output, 3 524 MW(e).

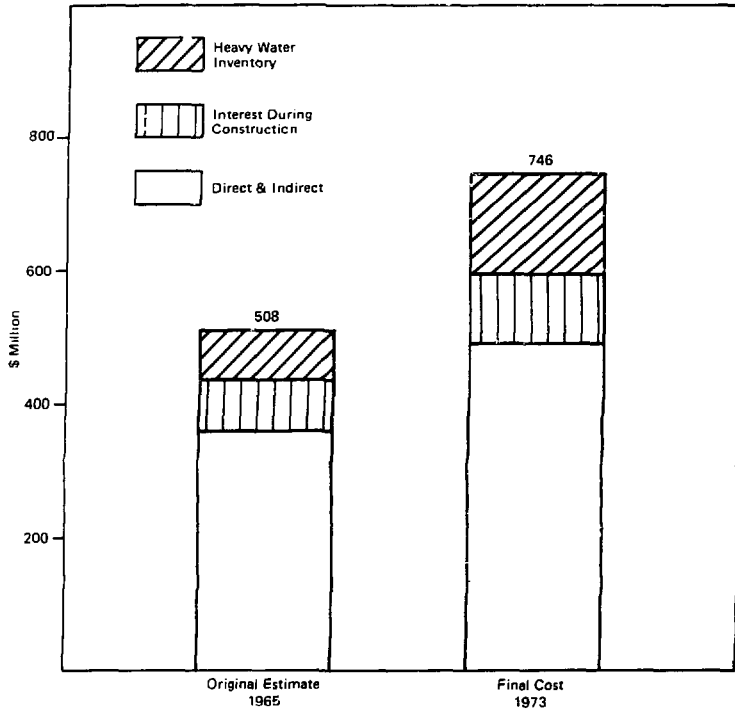
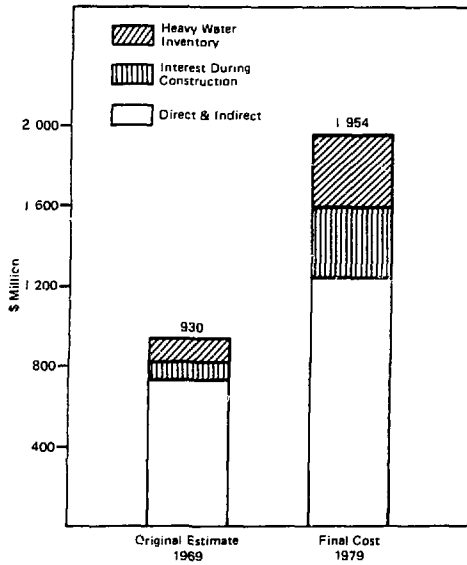


FIG. 1 PICKERING A ESTIMATE AND COST



Reasons for difference of \$1,024 Million

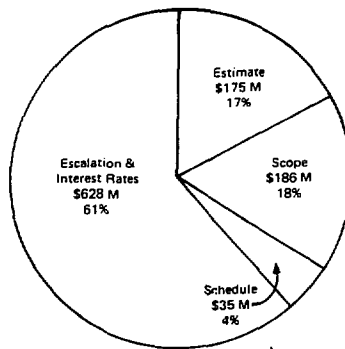


FIG. 2 BRUCE A ESTIMATE AND COST

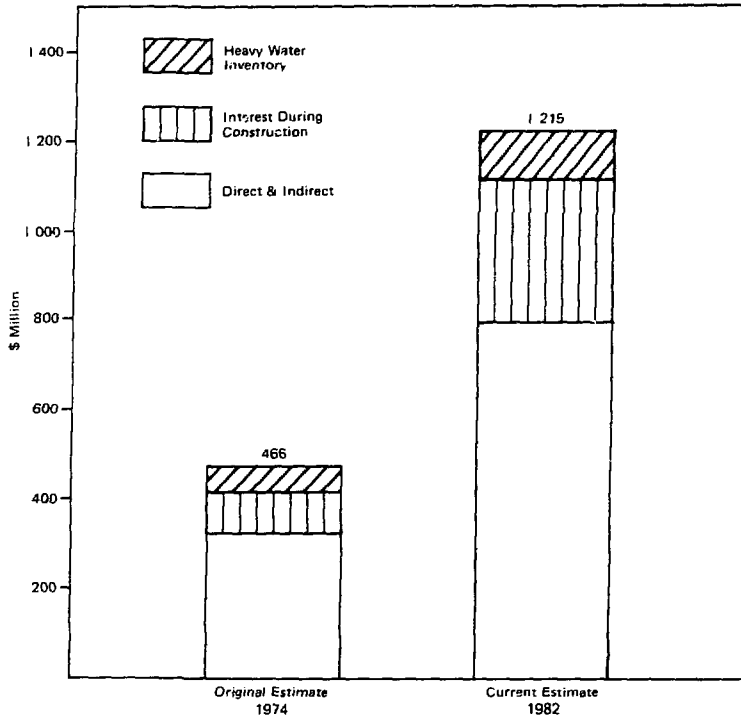
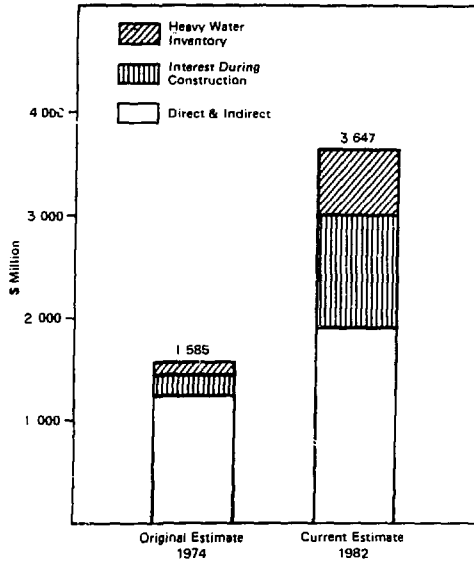


FIG. 3 POINT LEPREAU 1 ESTIMATES



Reasons for difference of \$2,062 Million

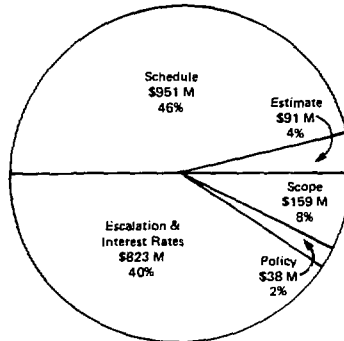
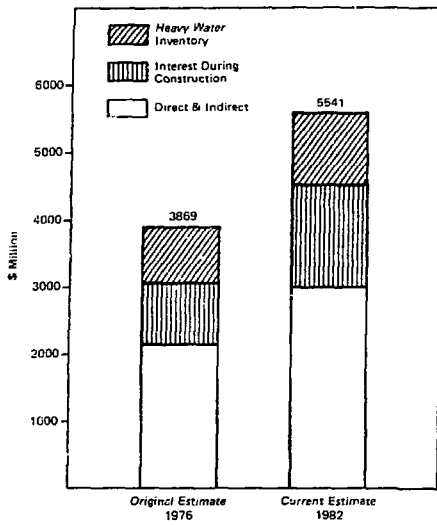


FIG. 4 PICKERING B ESTIMATES



Reasons for difference of \$1572 Million

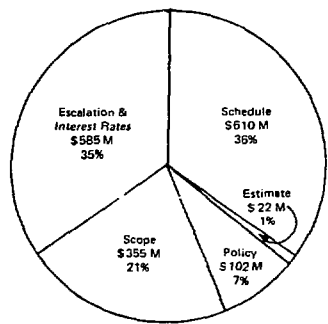


FIG. 5 BRUCE B ESTIMATES

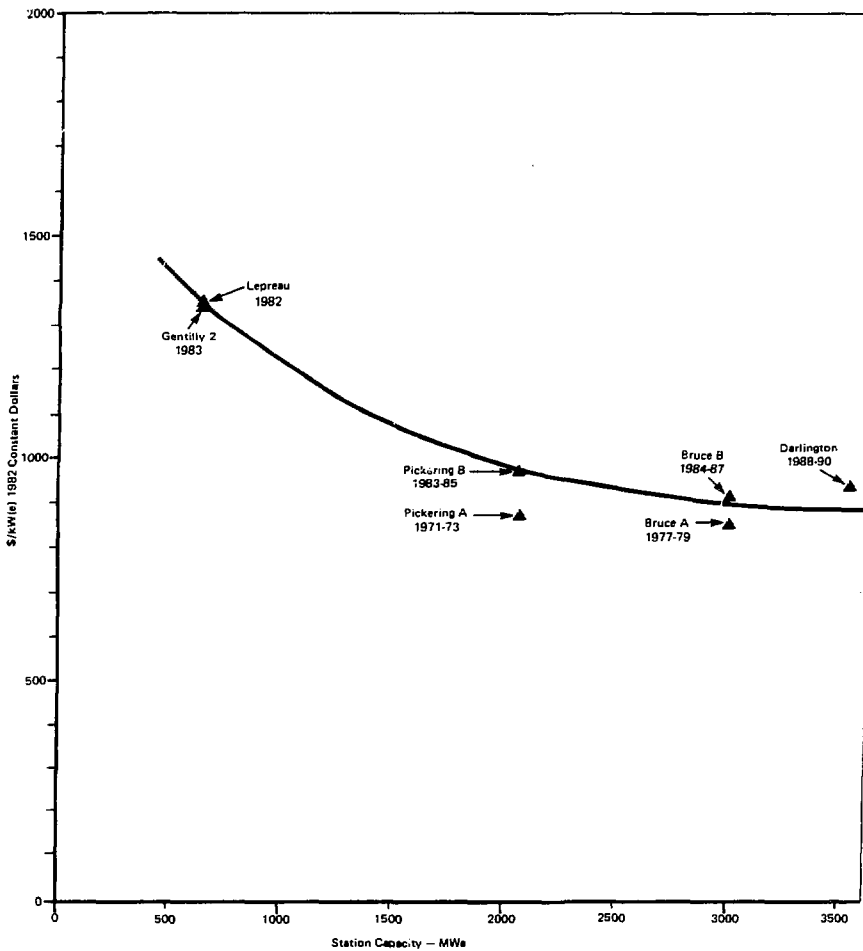


FIG. 6 SPECIFIC CAPITAL COSTS OF CANDU-PHWRs IN CANADA EXCLUDING D₂O, INTEREST DURING CONSTRUCTION AND SCHEDULE DEFERMENTS

ISSN 0067 - 0367

**To identify individual documents in the series
we have assigned an AECL- number to each.**

**Please refer to the AECL- number when re-
questing additional copies of this document**

from

**Scientific Document Distribution Office
Atomic Energy of Canada Limited
Chalk River, Ontario, Canada
K0J 1J0**

Price \$3.00 per copy

ISSN 0067 - 0367

**Pour identifier les rapports individuels faisant
partie de cette série nous avons assigné
un numéro AECL- à chacun.**

**Veillez faire mention du numéro AECL- si
vous demandez d'autres exemplaires de ce
rapport**

au

**Service de Distribution des Documents Officiels
L'Energie Atomique du Canada Limitée
Chalk River, Ontario, Canada
K0J 1J0**

Prix \$3.00 par exemplaire

AECL-7763F

ATOMIC ENERGY
OF CANADA LIMITED



L'ÉNERGIE ATOMIQUE
DU CANADA LIMITÉE

**TENDANCES DES COÛTS EN CAPITAL DES CENTRALES
ELECTRONUCLÉAIRES CANDU**

Trends in the Capital Costs of CANDU Generating Stations

A.M. YU et D.L.S. BATE

Rapport IAEA-CN-42/141 présenté à la Conférence internationale de l'AIEA sur l'expérience avec
l'énergie nucléaire, à Vienne, les 13-17 septembre 1982.

(Also obtainable in English as AECL-7763)

Chalk River Nuclear Laboratories Laboratoires nucléaires de Chalk River

Chalk River, Ontario

September 1982 septembre

Les rapports présentés par le Canada sont reproduits avec la permission de l'Agence internationale de l'énergie atomique et les auteurs. Ils comprennent :

IAEA-CN-42/36	AECL-7761F	IAEA-CN-42/145	AECL-7767F
IAEA-CN-42/68	AECL-7762F	IAEA-CN-42/146	AECL-7768F
IAEA-CN-42/141	AECL-7763F	IAEA-CN-42/147	AECL-7769F
IAEA-CN-42/91	AECL-7764F	IAEA-CN-42/28	AECL-7770F
IAEA-CN-42/142	AECL-7765F	IAEA-CN-42/47	AECL-7771F
IAEA-CN-42/143	AECL-7766F	IAEA-CN-42/148	AECL-7772F

L'ENERGIE ATOMIQUE DU CANADA LIMITEE

TENDANCES DES COUTS EN CAPITAL DES CENTRALES ELECTRONUCLEAIRES CANDU

A.M. Yu
L'Energie Atomique du Canada, Limitée
Société d'ingénierie
Mississauga, Ontario
Canada

D.L.S. Bate
Ontario Hydro
Toronto, Ontario
Canada

Rapport IAEA-CN-42/141 présenté à la Conférence internationale de l'AIEA sur l'expérience avec l'énergie nucléaire, à Vienne, les 13-17 septembre 1982.

(Also obtainable in English as AECL-7763)

Laboratoires nucléaires de Chalk River
Chalk River, Ontario
1982 septembre

AECL-7763F

ATOMIC ENERGY OF CANADA LIMITED

TRENDS IN THE CAPITAL COSTS OF CANDU GENERATING STATIONS

by

A.M. Yu and D.L.S. Bate

ABSTRACT

This paper consolidates the actual cost experience gained by Atomic Energy of Canada Limited, Ontario Hydro, and other Canadian electric utilities in the planning, design and construction of CANDU-PHWR (CANada Deuterium Uranium-Pressurized Heavy Water Reactor) generating stations over the past 30 years.

For each of the major CANDU-PHWR generating stations in operation and under construction in Canada, an analysis is made to trace the evolution of the capital cost estimates. Major technical, economic and other parameters that affect the cost trends of CANDU-PHWR generating stations are identified and their impacts assessed.

An analysis of the real cost of CANDU generating stations is made by eliminating interest during construction and escalation, and the effects of planned deferment of in-service dates. An historical trend in the increase in the real cost of CANDU power plants is established.

Based on the cost experience gained in the design and construction of CANDU-PHWR units in Canada, as well as on the assessment of parameters that influence the costs of such projects, the future costs of CANDU-PHWRs are presented.

(Also obtainable in English as AECL-7763)

Chalk River Nuclear Laboratories
Chalk River, Ontario
1982 September

AECL-7763 F

TENDANCES DES COUTS EN CAPITAL DES CENTRALES
ELECTRONUCLEAIRES CANDU

RESUME

Cette communication résume l'expérience acquise dans le domaine des coûts réels par l'Energie Atomique du Canada, Limitée, Ontario Hydro et les autres compagnies d'électricité dans la planification, l'étude et la construction des centrales CANDU-PHWR (CANada Deuterium Uranium Pressurized Heavy Water Reactor) au cours des 30 dernières années.

On effectue une analyse pour chacune des principales centrales CANDU-PHWR en exploitation ou en construction au Canada, afin de retracer l'évolution des évaluations des coûts en capital. On identifie les principaux paramètres techniques, économiques et autres affectant la tendance des coûts des centrales CANDU-PHWR et on a évalué leurs impacts.

On effectue l'analyse des coûts réels des centrales CANDU en éliminant le montant des intérêts en cours de construction et l'escalade des prix, ainsi que les effets des délais prévus des dates d'entrée en service. On établit la tendance historique de la hausse du coût réel des centrales CANDU.

En se basant sur l'expérience des coûts acquise dans le domaine des études et de la construction des réacteurs CANDU-PHWR au Canada, ainsi que sur l'évaluation des paramètres influant sur les coûts de projets semblables, on présente les coûts projetés des centrales CANDU-PHWR.

1. INTRODUCTION

Depuis le début des années 1950, l'Energie Atomique du Canada, Limitée, en collaboration avec un grand nombre de secteurs de l'industrie canadienne, y compris Ontario Hydro, a développé la filière CANDU, réacteur de puissance modéré à l'eau lourde et utilisant l'uranium naturel comme combustible, jusqu'au point où elle est généralement considérée comme ayant fait ses preuves pour son utilisation par les compagnies d'électricité.

La filière CANDU comprend une famille de types de réacteurs variant selon le caloporteur utilisé: réacteur à l'eau lourde pressurisée (CANDU-PHWR), réacteur à l'eau légère bouillante (CANDU-BLWR), et réacteur à caloporteur organique (CANDU-OCR).

Il existe actuellement une capacité d'environ 18 500 MW(e) en exploitation, en construction, ou engagée. Le tableau 1 montre les divers réacteurs CANDU au Canada et dans d'autres pays. Ces réacteurs utilisent le cycle de combustible à l'uranium naturel et à passe unique, et ils sont tous du type CANDU-PHWR à l'exception du réacteur CANDU-BLWR de démonstration, Gentilly-1.

Comme on peut le voir d'après le tableau 1, les réacteurs CANDU construits, ou en construction, sont de tailles diverses et équipent des centrales à un ou à plusieurs réacteurs.

Cette communication regroupe et met à jour l'expérience acquise dans le domaine des coûts réels par l'EACL, Ontario Hydro et d'autres compagnies d'électricité en planification, étude et construction des centrales électronucléaires CANDU-PHWR au cours des trente dernières années.

En retraçant l'évolution de l'évaluation des coûts en capital particuliers des centrales CANDU, depuis les dates où leur construction fut décidée jusqu'aux dates de leur mise en service commerciale réelle ou prévue, on peut arriver à une bonne compréhension des divers facteurs influençant le coût final d'une centrale électronucléaire.

2. PRINCIPAUX ELEMENTS DES COÛTS EN CAPITAL

Malgré quelques variations de détails dans l'estimation et la comptabilité des coûts en capital d'une centrale adoptées par les compagnies d'électricité, on peut décomposer les coûts en capital d'une centrale CANDU en quatre éléments principaux, à savoir: les coûts directs, les coûts indirects, les intérêts en cours de construction, et le coût du stock d'eau lourde. Leur somme représente les coûts en capital totaux de la centrale.

2.1 Coûts directs

Les coûts directs d'une centrale CANDU comprennent:

- 1) le terrain et l'usufruit,
- 2) les structures et les installations du site,
- 3) l'équipement de réacteur,
- 4) l'équipement de turbine,
- 5) l'équipement de l'usine électrique de la centrale et
- 6) les équipements divers de la centrale.

Ils correspondent aux comptes IAEA 20-25, tels que les décrit le rapport n°175 de la série des rapports technique AIEA, intitulé "Evaluation économique des soumissions pour centrales nucléaire". Les coûts d'installation sont compris dans les coûts directs.

2.2 Coûts indirects

Les coûts indirects sont les coûts qu'on ne peut allouer à un système, une structure ou un équipement particulier; ils sont regroupés pour les besoins du contrôle des coûts du projet. Ils comprennent:

- 1) les services, équipements et installations de construction,
- 2) les services de direction et d'ingénierie, et
- 3) les autres coûts tels qu'impôts, primes d'assurance, transport et formation.

Ils correspondent aux comptes IAEA 91, 92 et 93. Les coûts de mise en service sont considérés comme coûts indirects.

2.3 Intérêts pendant la construction

On considère les intérêts sur les sommes nécessaires à l'approvisionnement en fournitures, matériels et services au cours de la phase d'étude et de construction d'une centrale comme étant partie intégrale des coûts en capital; ils constituent le compte IAEA 94. Toutefois, du fait des différences de structure financière et de cote du crédit des compagnies d'électricité, inclure les intérêts pendant la construction dans les comparaisons de coûts peut ne pas avoir beaucoup de sens.

2.4 Coût du stock d'eau lourde

Le réacteur CANDU-PHWR utilise l'eau lourde comme modérateur et comme caloporteur. La quantité totale d'eau lourde nécessaire au remplissage des systèmes de caloportage et du modérateur, y compris la réserve d'exploitation conservée à la centrale, est d'environ 0.8 mégagrammes par mégawatt de puissance.

Le coût du stock d'eau lourde est le cours du marché payé par la compagnie d'électricité. En ce qui concerne Ontario Hydro, qui produit sa propre eau lourde, le coût comprend le coût de production de l'eau lourde et le coût de stockage jusqu'à ce qu'elle soit mise en place dans une centrale.

3.0 HISTORIQUE DES COÛTS¹ DE LA CENTRALE CANDU-PHWR

Les sous-chapitres ci-après discutent l'historique des estimations de coûts des centrales CANDU-PHWR. Pendant les époques d'inflation galopante et de taux d'intérêts élevés le coût des grands projets estimés à l'origine, en Amérique du Nord et en Europe, a virtuellement doublé ou triplé. Si l'on ne tient pas compte de ces facteurs exceptionnels, l'augmentation du coût réel est modeste.

¹§ Canadien

3.1 Douglas Point

On décida de construire le premier prototype de centrale CANDU-PHWR à Douglas Point, en Ontario, en 1959. Au cours des phases d'étude et de construction de la centrale de 200 MW(e), entre 1960 et 1967, l'EACL et Ontario Hydro ont acquis une expérience et des données précieuses qui furent ensuite incorporées à d'autres réacteurs CANDU et ont prouvé sans ambiguïté que la filière CANDU convenait à la production de l'électricité à grande échelle. Bien que quelques difficultés techniques soient survenues au cours des premières années d'exploitation, aujourd'hui la centrale est une productrice fiable de vapeur pour les usines d'eau lourde de Bruce et d'électricité pour le réseau d'Ontario Hydro.

La centrale de Douglas Point est entrée en service en 1968 et a coûté 91 millions de dollars. Ceci se compare favorablement au coût prévu, en 1979, de 81 millions de dollars.

3.2 Pickering A

En 1963, alors que l'étude et la construction de Douglas Point allaient bon train, l'EACL et Ontario Hydro conclurent un accord afin d'entreprendre ensemble l'étude d'une centrale à plusieurs réacteurs. En se basant sur cette étude, on décida de construire les deux premiers réacteurs de Pickering A en 1964 et deux autres un an plus tard.

La centrale Pickering A comporte 4 réacteurs CANDU-PHWR de 515 MW(e) chacun; elle est située sur la berge nord du lac Ontario, à environ 35 km de Toronto, en Ontario.

Le concept de la centrale Pickering A, bien que basé sur le concept de Douglas Point, est celui d'une centrale à plusieurs réacteurs de 515 MW(e), ayant un nouveau système de confinement à pression négative, une instrumentation, une protection et des contrôles-commandes nouvelles, et d'autres nouveaux systèmes et composants.

Lorsqu'on décida de construire la centrale en 1965, le coût prévu total jusqu'à la mise en exploitation commerciale de Pickering A était de 508 millions de dollars, y compris le stock d'eau lourde, l'escalade des coûts entre la date de la décision et la dépense réelle, et les intérêts pendant la construction.

Lorsque le dernier réacteur de Pickering A fut mis en exploitation commerciale, en 1973, le coût total avait atteint 746 millions de dollars, soit une augmentation de 47% des prévisions. La figure 1 donne la ventilation des prévisions des coûts originaux comparées au coût final de Pickering A. La rubrique "Direct et indirect" comprend l'étude, la construction et la mise en service.

On ne dispose pas d'analyse détaillée des raisons de l'accroissement du coût de ce premier projet. Toutefois, une partie importante de cette différence est due à la sous-estimation de certains aspects du développement du concept, et à un coût

du stock d'eau lourde considérablement plus élevé du fait de l'obligation où on s'est trouvé de se procurer cette eau lourde à l'étranger.

3.3 Bruce A

La centrale Bruce A est située sur la berge est du lac Huron, à environ 220 km au nord-ouest de Toronto, en Ontario. La centrale comporte quatre réacteurs CANDU-PHWR, d'une puissance de 850 MW(e) chacun. Les turbo-alternateurs ont une puissance nominale de 750 MW(e); le surplus de puissance sert à fournir de la vapeur aux usines d'eau lourde de Bruce.

On décida de construire la centrale en 1969, à un coût estimé de 930 millions de dollars. Les quatre réacteurs étaient prêts à fonctionner en 1979 et le coût final avait atteint 1 954 millions, soit une augmentation de 110% des prévisions originales. Toutefois, l'augmentation par rapport aux prévisions définitives de 1970 n'était que de 42%. (Selon la terminologie d'Ontario Hydro, les prévisions définitives ne sont faites qu'une fois la majorité des systèmes établie, certains équipement importants commandés et le calendrier détaillé du projet arrêté).

La figure 2 donne la ventilation de l'augmentation des coûts de 1 024 millions de dollars.

1) Escalade des prix et intérêts - 61% de l'augmentation

La marge prévue pour l'escalade des prix dans les prévisions de 1969 s'est révélée tout à fait insuffisante, particulièrement du fait de l'inflation rapide des prix du matériel et de la main d'oeuvre après 1973. Les taux d'intérêts augmentèrent aussi de façon très considérable, passant de 4½% en 1979 à 9½% en 1977-78.

2) Changement de portée - 18% de l'augmentation

Les prévisions originales furent établies alors que Pickering A était presque achevé, elles reposaient surtout sur une extrapolation découlant de cette expérience. Les changements de portée comprenaient des systèmes de sûreté supplémentaires, un système de chargement additionnel, une modification complète du système d'eau de refroidissement, une importante modification de l'implantation afin de disposer les systèmes auxiliaires du réacteur hors du confinement, une piscine de stockage du combustible usé supplémentaire et des changements apportés aux postes de sectionnement de 230 kV et de 500 kV afin de compenser l'absence de nouvelles lignes de transport. Ces changements résultent de conditions imposées par les autorités juridictionnelles et d'importantes modifications du concept pour des raisons de rentabilité.

3) Prévisions - 17% de l'augmentation

Même en tenant compte de l'escalade des prix et des changements de portée, on doit admettre qu'une proposition non-négligeable de l'augmentation des coûts résulte de leur sous-estimation. Parmi les facteurs de l'augmentation on compte: l'augmentation des impôts provinciaux et des coûts indirects de la construction dans le domaine de la gestion des matériaux, l'installation d'un camp pour les ouvriers, les rigueurs de l'hiver et une augmentation importante de l'analyse technique afin de satisfaire les autorités juridictionnelles.

4) Calendrier - 4% de l'augmentation

Cette augmentation approximative, est essentiellement due aux intérêts pendant la construction résultant du retard apporté à la mise en service des deux premiers réacteurs, retard provoqué par des travaux supplémentaires d'élimination des contraintes que la découverte de fissuration des tubes à Pickering A avait rendus nécessaires. Une partie de l'augmentation totale des coûts a été compensée par une réduction des coûts résultant de périodes de mise en service des réacteurs 3 et 4 plus courtes que prévues.

3.4 Gentilly 2

Peu après la mise en route des réacteurs de Pickering A, l'EACL commença les travaux de développement afin d'adapter le concept très réussi de Pickering A à des applications ne comportant qu'un ou deux réacteurs pour le marché canadien et pour l'exportation.

Depuis, le réacteur CANDU 600 MW(e) a été mis en vente sur le marché mondial. Il convient à de nombreuses applications possibles avec le minimum de modifications.

Décidé en 1973 par Hydro-Québec, le réacteur CANDU-PHWR de Gentilly 2 fut le premier de plusieurs réacteurs CANDU 600 MW(e) à être commandés par des compagnies d'électricité canadiennes ou étrangères. Il est situé près du réacteur CANDU-BLWR de démonstration de Gentilly 1, à Trois Rivières, à environ 120 kilomètres à l'est de Montréal, au Québec. En avril 1982, la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA) a donné son autorisation pour le chargement du combustible dans le réacteur. On prévoit que Gentilly 2 atteindra sa pleine puissance fin 1982.

Lorsqu'on décida de construire la centrale Gentilly 2, en 1973, on pensait que la construction serait achevée pour 1979 et qu'elle coûterait 389 millions de dollars. Les prévisions actuelles atteignent 1 313 millions. La plus grande partie de l'augmentation du coût est due aux taux d'intérêt élevés et inattendus, à l'escalade des prix et à l'extension du calendrier, de même qu'à des conditions réglementaires telles que

l'installation d'un système de refroidissement d'urgence du coeur à haute pression. Les réparations effectuées aux générateurs de vapeur à cause de déformation subies lors du traitement d'élimination des contraintes en cours de fabrication ont également contribué aux retards et, par conséquent, à l'augmentation des coûts.

3.5 Pointe Lepreau 1

La construction du réacteur CANDU-PHWR de Pointe Lepreau 1, situé à Pointe Lepreau au Nouveau-Brunswick fut prévu et décidé en 1974. On prévoyait qu'il serait prêt à fonctionner en 1979 et coûterait 466 millions de dollars.

De même qu'à Gentilly 2, la construction de Pointe Lepreau a subi des délais et des augmentations de coûts semblables. La CCEA a autorisé le chargement initial du combustible à Pointe Lepreau 1 et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a commencé le processus de mise en service.

On prévoit maintenant que Pointe Lepreau 1 entrera en service fin 1982 et coûtera 1 215 millions de dollars, soit une augmentation de 161% des prévisions originales. Toutefois, l'augmentation par rapport aux prévisions finales établies à la mi-1974 n'est que de 78%. La figure 3 donne le détail des prévisions initiales et des prévisions actuelles de Pointe Lepreau 1.

3.6 Pickering B

Ontario Hydro décida la construction de Pickering B en 1974; cette centrale devait être essentiellement une copie du concept de Pickering A dont elle partage le site et une partie des installations telles que le bâtiment du vide et celui de l'administration.

On avait prévu, initialement, que les quatre réacteurs entreraient en service entre avril 1980 et juillet 1982. Toutefois, du fait de restrictions budgétaires imposées en 1976 à Ontario Hydro par le gouvernement de l'Ontario, ainsi que de la réduction de la demande prévue, on a retardé la mise en service de chacun des réacteurs d'un an. Depuis lors, des difficultés survenues dans la fabrication des générateurs de vapeur ont encore retardé les dates d'entrée en service. Actuellement, on prévoit que l'entrée en service aura lieu entre 1983 et 1985.

Lorsque la construction de la centrale fut décidée, en 1974, on prévoyait qu'elle coûterait 1 585 millions de dollars. Cette évaluation reposait sur le coût final de Pickering A et tenait compte des économies réalisées grâce à l'utilisation de services et d'un site communs, de même que des informations préliminaires sur les coûts données par les fabricants de gros équipements tels que les turbo-alternateurs, les générateurs de vapeur et les pompes de caloportage primaire.

Les prévisions actuelles, se montant à 3 647 millions de dollars, sont basées sur le coût réel à date et sur une évaluation

des dépenses nécessaires pour achever la centrale pour 1985. L'augmentation de 2 062 millions de dollars, soit environ 130% des prévisions originales, est illustrée à la figure 4. (L'augmentation par rapport aux prévisions finales de 1975 est de 68%).

Comme pour Bruce A, les principales causes de l'augmentation du coût sont l'escalade des prix et des taux d'intérêt. Toutefois, le coût d'un retard de deux ans dû aux défauts des générateurs de vapeur découvertes au cours des essais fait que les "changements de calendrier" sont la cause principale de l'augmentation du coût. Un changement apporté aux politiques comptables d'Ontario Hydro a aussi légèrement accru le coût en majorant fortement le prix de l'inventaire d'eau lourde prévu.

3.7 Bruce B

La centrale Bruce B, qui comprend quatre réacteurs CANDU-PHWR de 750 MW(e) chacun, est située à environ un mille au sud de la centrale Bruce A. On décida sa construction en 1976 et, elle devait être une réplique de la centrale Bruce A, à l'exception de quelques changements particuliers tels qu'un autre fournisseur des turbo-alternateurs, un réservoir de vapeur intégral au lieu d'un réservoir commun, et l'utilisation de barres absorbantes au lieu de barres de surréactivité.

Selon le calendrier initial, les quatre réacteurs de Bruce B devaient entrer en service entre 1983 et 1986. A la suite de prévisions de la demande en Ontario plus faibles, et de retards pour obtenir le droit de passage des lignes de transport entre la péninsule Bruce et les centres du sud Ontario, et d'autres changements de portée, les dates d'entrée en service ont été reportées à 1984-1987.

Les prévisions actuelles pour l'achèvement de Bruce B se chiffrent à 5 541 millions de dollars, soit 43% en plus des prévisions initiales de 3 869 millions de dollars, qui étaient aussi les prévisions finales d'Ontario Hydro. La figure 5 compare les prévisions et donne le détail de l'augmentation du coût.

Les changements de portée ont joué un rôle plus important dans l'augmentation du coût de ce projet. Ceci est dû en grande partie aux modifications des codes, des normes et des conditions d'étude imposées par les diverses autorités juridictionnelles. Ces modifications comprennent un système d'injection de réfrigérant d'urgence à haute pression, une extension du système de manutention du combustible, des qualifications sismiques et une documentation et une analyse à l'appui plus étendues pour les autorités juridictionnelles. Bien que la plupart de ces conditions étaient connues dès le début la construction, on n'en avait pas convenablement tenu compte dans les prévisions originales.

3.8 Darlington

La centrale de Darlington, qui comprend quatre réacteurs CANDU-PHWR de 881 MW(e) chacun, est située à environ 27 kilomètres à l'est de Pickering, sur le lac Ontario. On décida de construire cette centrale en 1978; elle devait être une réplique de Bruce B mais aurait des turbo-alternateurs plus puissants convenant à la plus grande puissance des réacteurs.

Le calendrier original de Darlington prévoyait l'entrée en service des quatre réacteurs entre 1985 et 1988. Du fait de prévisions de demande plus faibles, le calendrier du projet fut retardé et, pour le moment, on prévoit que les quatre réacteurs entreront en service entre 1988 et 1990.

Les prévisions actuelles se montent à 9 635 millions de dollars pour l'achèvement de Darlington, soit 92% de plus que les prévisions initiales faites en 1977. Ceci est presque uniquement dû à l'extension du calendrier et à des taux d'intérêt plus élevés. La construction et l'étude de la centrale ne sont pas assez avancées pour qu'on puisse faire une analyse détaillée du coût significative.

4. TENDANCES HISTORIQUES

On vient de décrire les changements qui ont affecté les prévisions de coût pendant la période d'étude et de construction des différentes centrales. On tentera maintenant de tirer des conclusions concernant les tendances du coût réel des centrales nucléaires, en ce qui concerne la taille des réacteurs, l'expérience acquise, les modifications de règlement et les améliorations du concept. On trouvera également ici les prévisions actuelles internes d'Ontario Hydro pour les centrales futures faisant partie d'un projet hypothétique dont on déciderait en 1982 (quatre réacteurs en service 1991-1994).

A cette fin, les coûts en capital sont significatifs seulement si on fait abstraction des facteurs escalade et intérêts pendant la construction. Dans les tableaux ci-après, on a également ignoré les effets sur les coûts des retards volontairement apportés au calendrier, et de l'important programme de réparation des générateurs de vapeur poursuivi lors de la construction de Pickering B et de Bruce B. Aux fins de comparaison entre les centrales on a omis le coût de l'eau lourde des frais en capital.

Le tableau 1 donne une augmentation de 101\$/kW(e) entre 1973 et 1985, due à des règlements plus exigeants et à des améliorations du concept assurant une meilleure rentabilité, pour les centrales à quatre réacteurs de 500 MW(e). Ceci représente une tendance de 8\$/kW(e) par an, soit l'équivalent de 1% du coût en capital par an. Le tableau III donne une tendance semblable pour les réacteurs de plus grande taille, entre 1979 et 1987, avec une augmentation de 6\$/kW(e). Ces deux tableaux montrent qu'on ne prévoit pas que cette tendance se maintiendra pour les réacteurs futurs mis en service après 1990. Ceci est sans doute révélateur de ce à quoi s'attendent les concepteurs, à

savoir que la tendance descendante résultant de l'expérience acquise compensera la tendance historique ascendante si bien que les coûts futurs seront relativement stables; il reste à savoir si cela est réaliste.

La figure 6 montre les coûts en capital particuliers des centrales CANDU en fonction de la puissance totale de la centrale. On y donne la date d'entrée en service de chaque centrale. Le graphique illustre les économies qui sont possibles dans le cas de centrales à plusieurs réacteurs. La différence indiquée entre la centrale de Pointe Lepreau et celle de Pickering B peut être attribuée à l'avantage d'un concept à plusieurs réacteurs en comparaison à celui à un seul réacteur qui se monte à 20 à 25% et à des avantages sismiques et autres qui se montent à 5 à 10%. Il y a aussi le facteur "expérience" qui est au profit des centrales récentes de l'Ontario Hydro par rapport à la première centrale nucléaire du Nouveau Brunswick.

5. VENTILATION DES COÛTS EN CAPITAL - CENTRALES CANDU FUTURES

Le tableau IV donne la ventilation du coût en capital total d'une centrale CANDU-PHWR à quatre réacteurs de 850 MW(e) chacun, en Ontario, mise en service en 1991-94. Le coût total prévu, qui comprend l'eau lourde, la mise en service et les intérêts pendant la construction, est de 13 milliards de dollars, en dollars de l'époque, ce qui équivaut à 6 milliards et demi, ou 1 840\$/kW(e) en dollars 1982 constants.

6. COUT UNITAIRE TOTAL DE L'ENERGIE - CENTRALES CANDU FUTURES

Le coût unitaire total de l'énergie (CUTE) pour une centrale CANDU à quatre réacteurs de 850 MW(e) chacun apparaît au tableau V. En termes de dollars 1982, le CUTE pour la première année de pleine exploitation, c'est-à-dire 1994, est de 30.4 m\$/kWh. La distorsion résultant des taux d'intérêt élevés est évidente puisque plus de 50% du coût de l'énergie sont dus aux intérêts sur le capital investi. Lorsque la centrale a atteint la moitié de sa vie utile commerciale (c'est-à-dire après 20 ans) les effets des intérêts sont bien moindres et le CUTE a diminué de près de la moitié du chiffre de 1994.

7. RESUME

Cette communication a étudié en détail les coûts réels et les coûts prévus des centrales CANDU-PHWR en exploitation ou en construction au Canada.

Il existe une tendance historique de l'augmentation du coût réel des centrales nucléaires. Dans le cas des centrales CANDU-PHWR à plusieurs réacteurs, cette tendance se manifeste par une augmentation d'un peu moins de 1% du coût en capital par an. Les raisons données sont une combinaison de règlements plus exigeants et d'améliorations du concept pour le rendre plus

rentable; ces dernières continueront à contribuer sans aucun doute aux excellentes performances atteintes par les réacteurs CANDU-PHWR.

On prévoit que le coût réel des centrales futures restera raisonnablement stable et on donne la ventilation du coût en capital et du coût de l'énergie prévus pour une centrale à quatre réacteurs de 850 MW(e) dont on déciderait la construction en 1982.

L'expérience en étude, construction, mise en service et exploitation acquise par l'EACL, Ontario Hydro et les autres compagnies électriques sera pleinement utilisée pour améliorer encore davantage les excellentes performances d'exploitation et économiques réalisées par les centrales CANDU.

	<u>Pickering A</u>	<u>Pickering B</u>	<u>Futur</u>
Dernier réacteur en service	1973	1985	1994
Coût en capital, à l'exclusion du D ₂ O, en millions de dollars de l'époque	634	3 007	6 828
Coût en capital, à l'exclusion du D ₂ O et des intérêts, millions de dollars constants 1982	1 794	2 054	2 017
Coût en capital, à l'exclusion du D ₂ O, des intérêts, des effets des retards de construction et des réparations des générateurs de vapeur, en millions de dollars constants 1982	1 794	2 006	2 017
Coût en capital particulier, à l'exclusion du D ₂ O, des intérêts, des effets des retards de construction et des réparations des générateurs de vapeur, en dollars, 1982/kW(e)	871	972	977

TABEAU II COUT EN CAPITAL DES CENTRALES A 4 REACTEURS DE 500 MW(e)

	<u>Bruce A</u>	<u>Bruce B</u>	<u>Darlington</u>	<u>Futur</u>
Dernier réacteur en service	1979	1987	1990	1994
Coût en capital, à l'exclusion du D ₂ O en millions de dollars de l'époque	1 561	4 467	8 395	11 025
Coût en capital, à l'exclusion du D ₂ O et des intérêts, en millions de dollars constants 1982	2 530	2 718	3 270	3 249
Coût en capital particulier, à l'exclusion du D ₂ O et des intérêts, en dollars 1982/kW(e)	855	906	928	922

TABLEAU III COUT EN CAPITAL DES CENTRALES A 4 REACTEURS DE 850 MW(e)

COMPTABILITE AIEA	M\$
20 Terrain et usufruit	45
21 Structures et installations du site	478
22 Equipement de réacteur	604
23 Equipement de turbine	537
24 Equipement électrique de la centrale	227
25 Equipement divers de la centrale	<u>158</u>
Total des coûts directs	2 049
91 Services, équipement et installations de construction (mise en service incluse)	590
92 Services techniques et de direction	296
93 Autres coûts	<u>54</u>
Total des coûts directs et indirects - \$ de 1982	2 989
Escalade	2 687
94 Intérêts pendant construction	4 377
Combustible ($\frac{1}{2}$ chargement)	117
Eau lourde	2 002
Réserve pour éventualité	<u>855</u>
COUT TOTAL (en dollars de l'époque, pour entrée en service en 1994)	13 027

TABLEAU IV PREVISIONS DU COUT EN CAPITAL* - CENTRALE CANDU A 4 REACTEURS DE 850 MW(e)

*Pour une centrale à 4 réacteurs ayant une puissance de sortie nette de 3 524 MW(e) et mise en service entre 1991-1994.

	m\$ de 1982/kWh	
	Première année (1994)	Vingtième année (2014)
Frais pour capitaux - Dépréciation	6.0	6.0
- Intérêts	17.6	3.6
Exploitation et entretien	2.2	2.2
Appoint d'eau lourde	0.4	0.4
Combustible	3.0	3.0
Frais pour combustible irradié à long terme	1.0	1.0
Frais de mise hors service	0.2	0.2
TOTAL	30.4	16.4

TABLEAU V COUT UNITAIRE TOTAL DE L'ENERGIE* - CENTRALE CANDU A
4 REACTEURS PHWR DE 850 MW(e)

*Coûts en dollars 1982, facteur d'utilisation de 80%, taux
d'intérêts de 11,1%, dépréciation linéaire sur 40 ans, puissance
de sortie nette 3 524 MW(e)

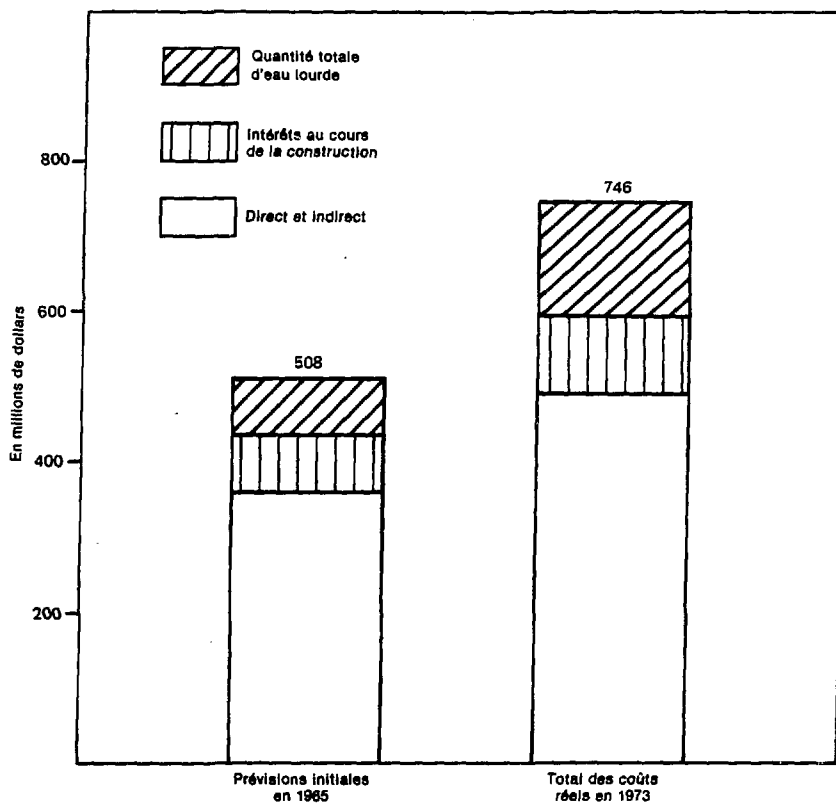
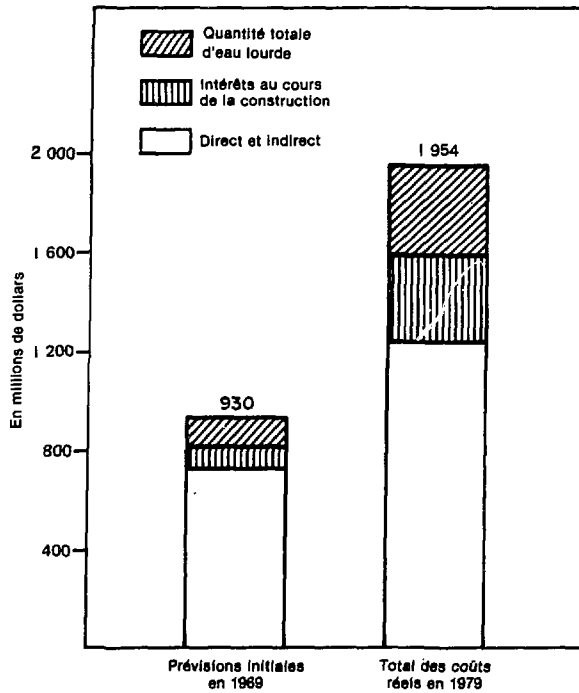


FIG. 1 PREVISIONS ET COÛTS REELS POUR PICKERING A



Justification de l'écart de \$1 024 millions

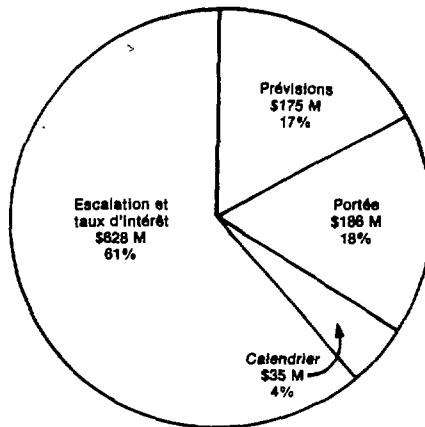


FIG. 2 PREVISIONS ET COÛTS REELS POUR BRUCE A

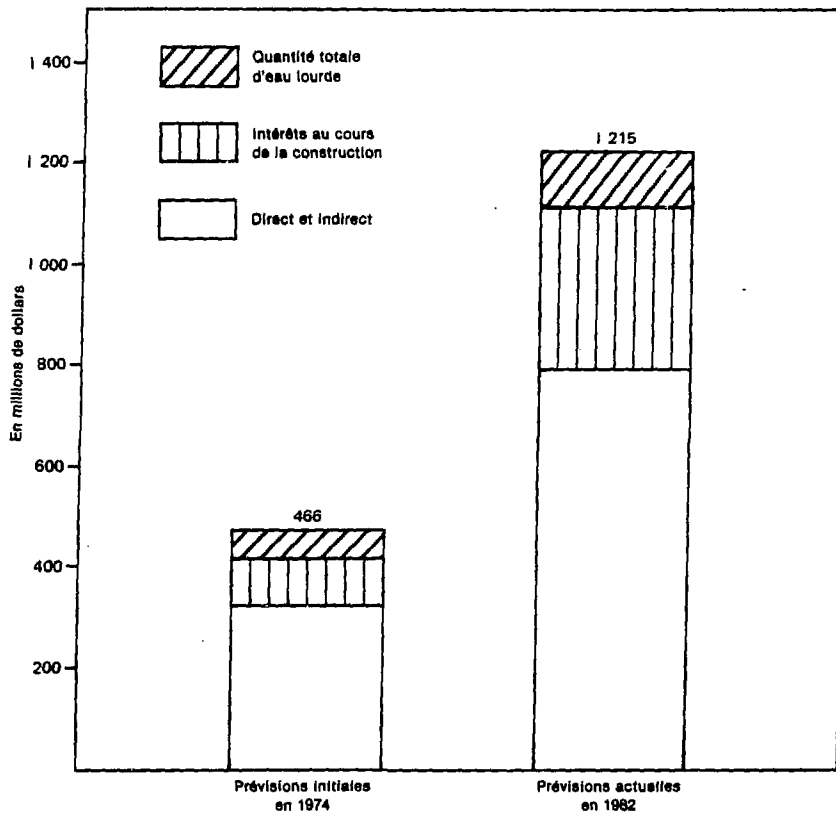
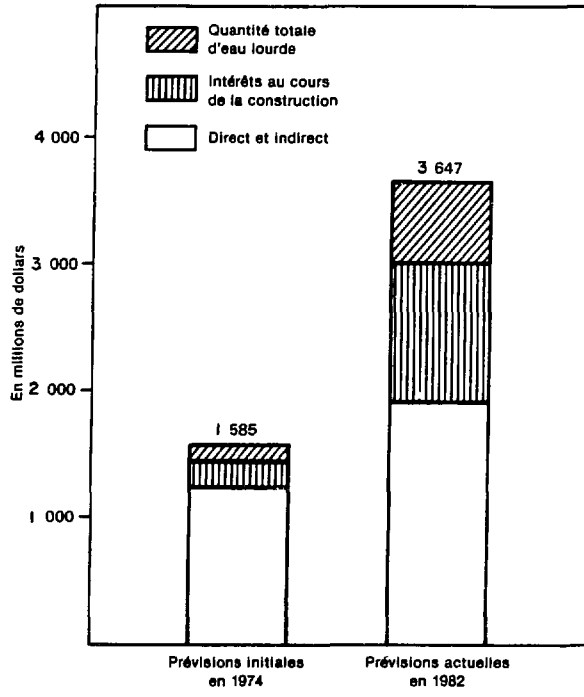


FIG. 3 . PREVISIONS POUR POINTE LEPREAU 1



Justification de l'écart de \$2 062 millions

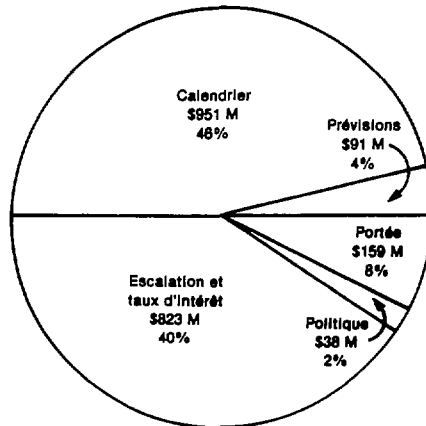
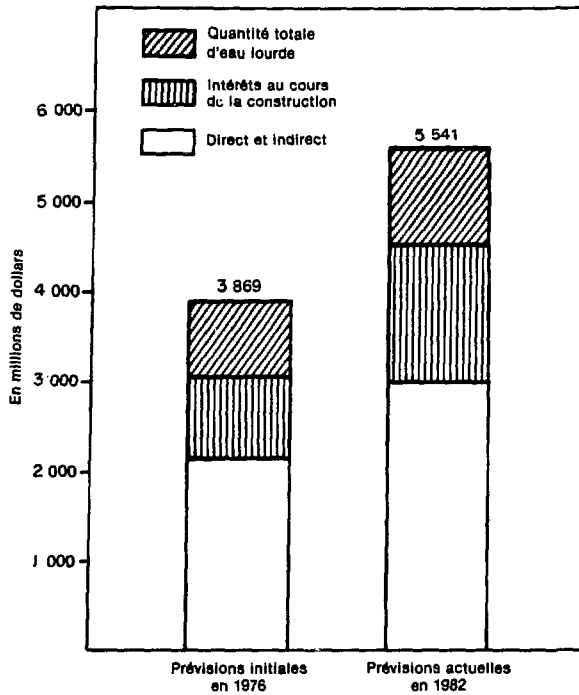


FIG. 4 PREVISIONS POUR PICKERING B



Justification de l'écart de \$1 672 millions

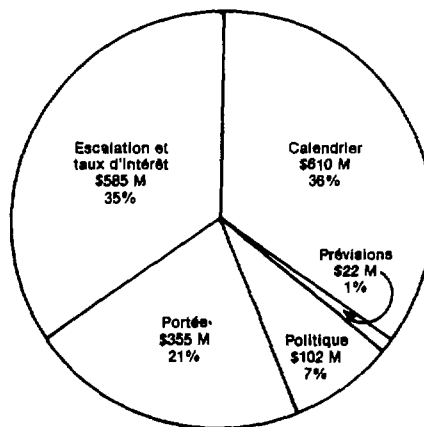


FIG. 5 PRÉVISIONS POUR BRUCE B

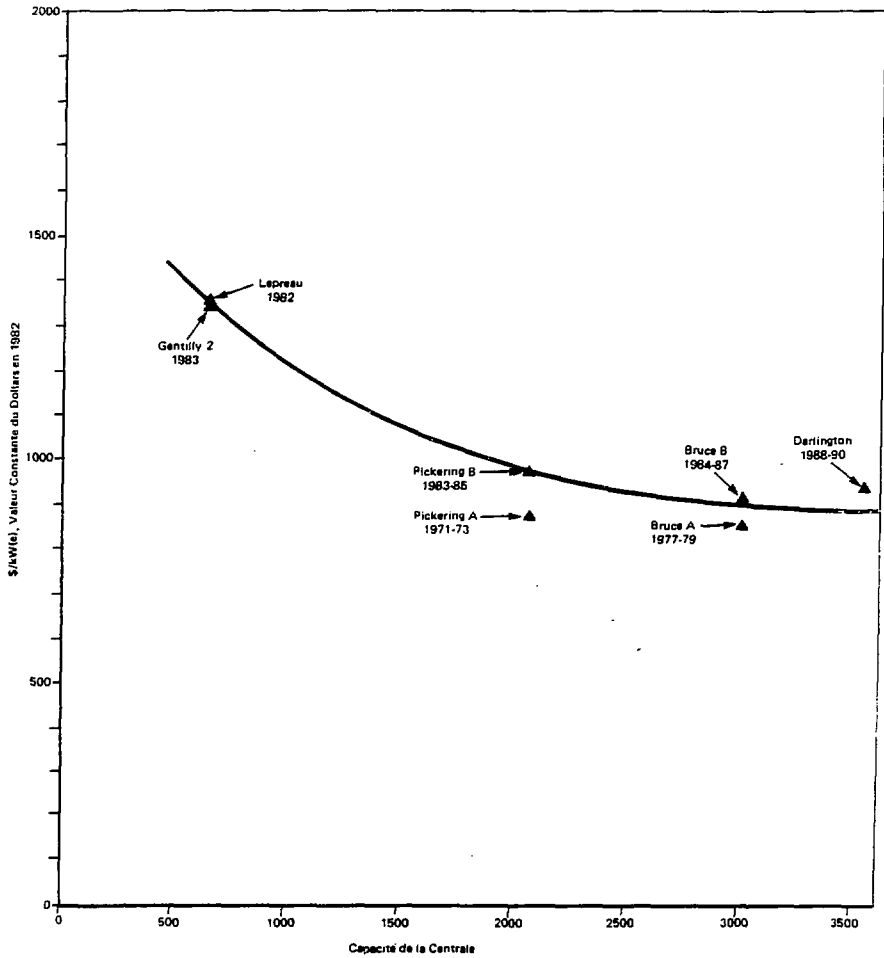


FIG. 6 FRAIS D'INVESTISSEMENT SPECIFIQUES DES CENTRALES CANDU A EAU LOURDE SOUS PRESSION A L'EXCLUSION DU D₂O ET DES INTERETS AU COURS DE LA CONSTRUCTION

ISSN 0067 - 0367

To identify individual documents in the series we have assigned an AECL- number to each.

Please refer to the AECL- number when requesting additional copies of this document

from

Scientific Document Distribution Office
Atomic Energy of Canada Limited
Chalk River, Ontario, Canada
K0J 1J0

Price \$3.00 per copy

ISSN 0067 - 0367

Pour identifier les rapports individuels faisant partie de cette série nous avons assigné un numéro AECL- à chacun.

Veuillez faire mention du numéro AECL- si vous demandez d'autres exemplaires de ce rapport

au

Service de Distribution des Documents Officiels
L'Energie Atomique du Canada Limitée
Chalk River, Ontario, Canada
K0J 1J0

Prix \$3.00 par exemplaire