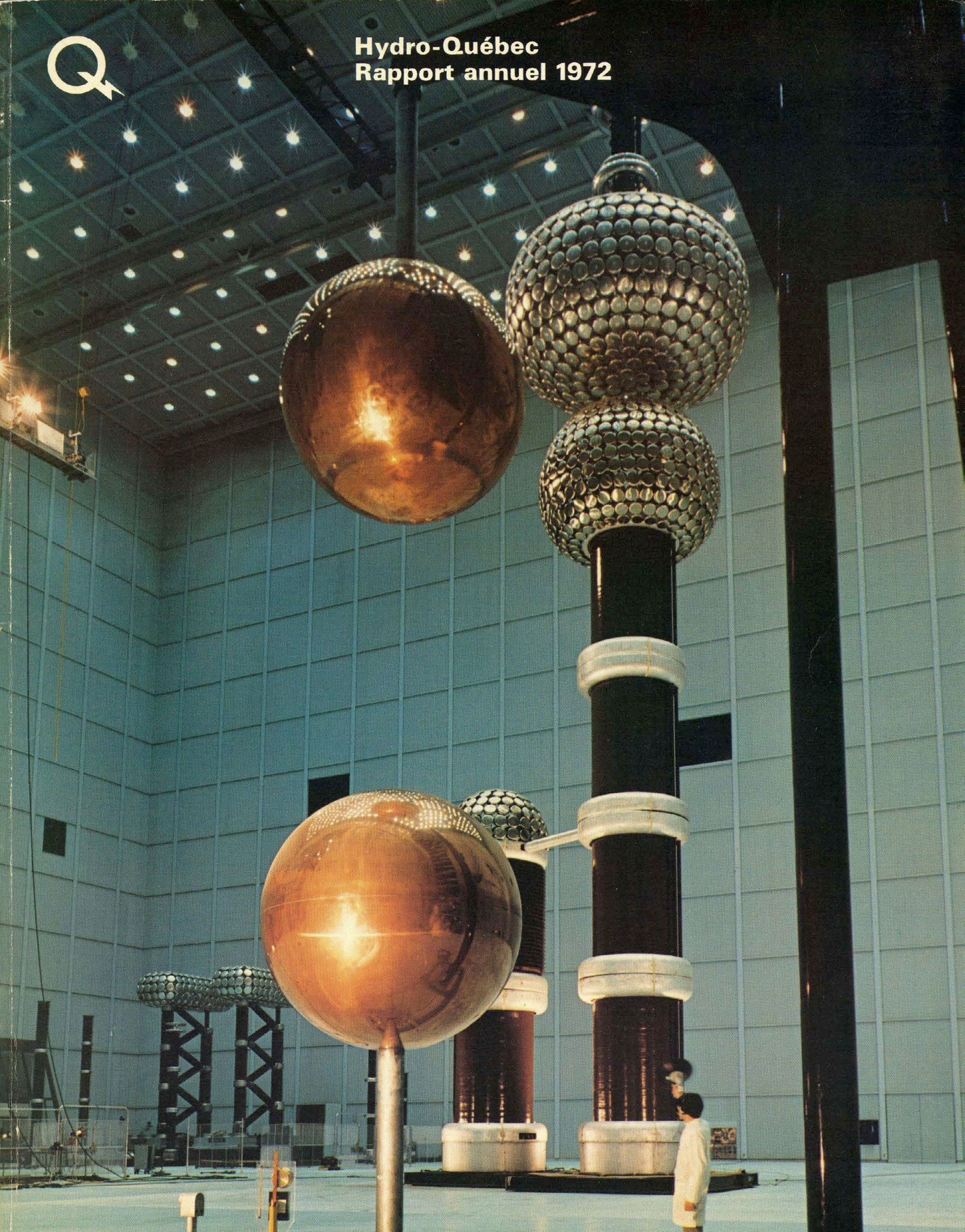
Hydro-Québec
Rapport annuel 1972



Hydro-Québec
Rapport annuel 1972

L'accroissement des besoins d'électricité du Québec

De 1973 à 1986, la puissance requise pour satisfaire les besoins du Québec passera de 14.2 à 33.3 millions de kilowatts

Sommaire page

La Commission 5
Rapport du président 6
Dix ans de progrès 8
Résultats financiers 10
Évolution des ventes 13
L'action commerciale 14
La production 15
Assistance mutuelle Québec-New York 16
Le programme d'équipement 18
La baie James 20
Le chantier de Manic 3 22
Le réseau de transport 24
Le réseau de distribution 25
L'Institut de recherche 26
Le personnel 27

États financiers et statistiques page

Rapport des vérificateurs 30
État consolidé des revenus et dépenses 31
Bilan consolidé 32
État consolidé des réserves 34
État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds 35
Notes aux états financiers consolidés 36
Sommaire des revenus et dépenses consolidés 42
Ventes et revenus consolidés de cinq ans 43
Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1972 44
Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite 45
Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec 46

Notre couverture

Le grand hall d'essai du laboratoire Haute Tension à l'Institut de recherche de l'Hydro-Québec.

Ministère des Richesses naturelles
Province de Québec
Cabinet du ministre

L'honorable lieutenant-colonel
Hugues Lapointe, c.r.
Lieutenant-gouverneur de
la province de Québec

Qu'il plaise à Votre Honneur

Le soussigné a l'honneur
de vous présenter le rapport
de la Commission hydroélectrique
de Québec pour l'exercice terminé
le 31 décembre 1972.

Respectueusement soumis

Le ministre des
Richesses naturelles,

Québec, le 15 mars 1973

Siège social:
75 ouest,
boulevard Dorchester,
Montréal 128

La Commission

Le président
Roland Giroux

Les commissaires
Georges Gauvreau, n.p.
Yvon DeGuise, ing.
Robert-A. Boyd, ing.
Paul Dozois

Le contrôleur
Roger Girard, C.A.

Les co-secrétaires
Bernard Lacasse, c.r.
William E. Johnson

Le vérificateur général
Marcel Jean, C.A.

Les directeurs généraux

Approvisionnement
Roger-A. Labrie

Construction
Guy Monty, ing.

Distribution et Ventes
Maurice Saint-Jacques, ing.

Finance et Comptabilité
Edmond-A. Lemieux, C.A.

Génie
Lionel Cahill, ing.

Personnel
Alexandre Beauvais, ing.

Production et Transport
J.-J. Villeneuve, ing.

Les Directions-conseils

Contentieux
Jean Boulanger, c.r.

Informatique
André Duval

Institut de recherche
Lionel Boulet, ing.

Organisation
Jean Lespérance

Recherche économique
Jean-Charles de Groote

Relations publiques
Marcel Couture

Les directeurs régionaux

Abitibi
Pierre Simard, ing.

Laurentides
Marcel Lapierre, ing.

Maisonneuve
Georges-A. Lauzon, ing.

Manicouagan
Gérard-R. Labossière, ing.

Matapédia
Gilles Béliveau, ing.

Mauricie
Robert Brunette, ing.

Montmorency
Pierre Godin, ing.

Richelieu
Gaston Galibois, ing.

Saguenay
Jules Harvey, ing.

Saint-Laurent
Louis-G. Boivin, ing.

La Commission hydroélectrique de Québec (ou l'Hydro-Québec) a été constituée par une loi provinciale le 14 avril 1944 comme société d'État productrice et distributrice d'électricité dans la province de Québec.

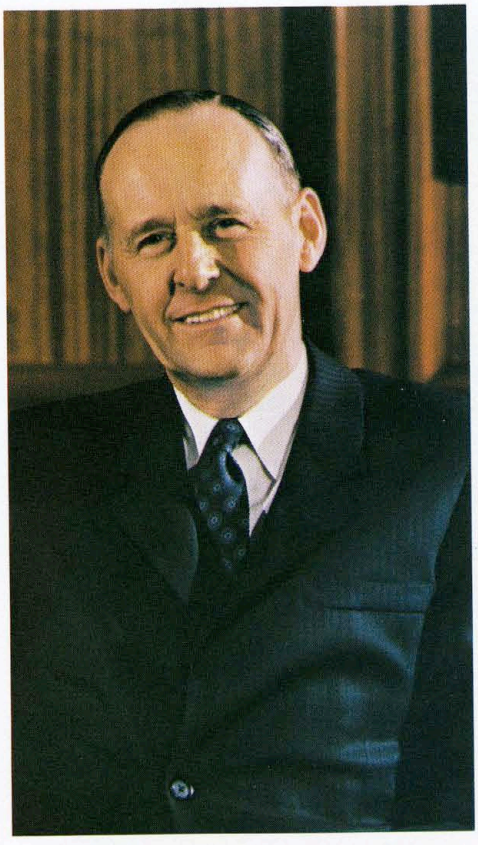
Roland Giroux, Président

La commission hydroélectrique de Québec

Les commissaires

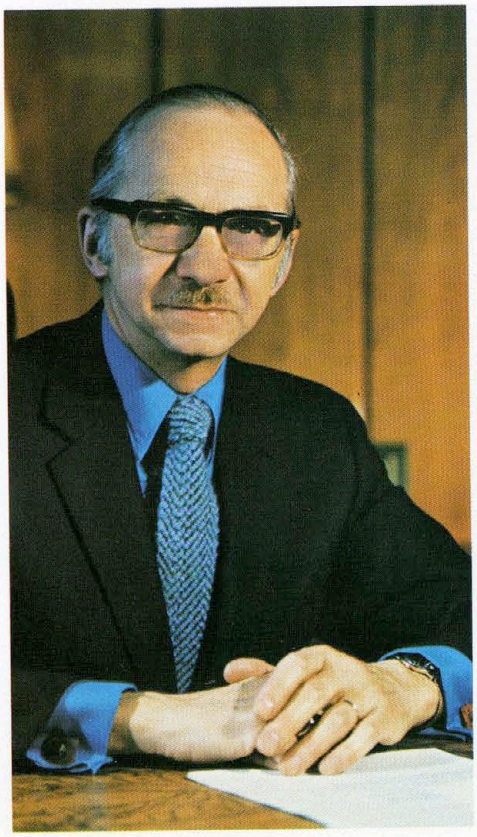
1 Georges Gauvreau
2 Yvon DeGuise
3 Robert-A. Boyd
4 Paul Dozois

1

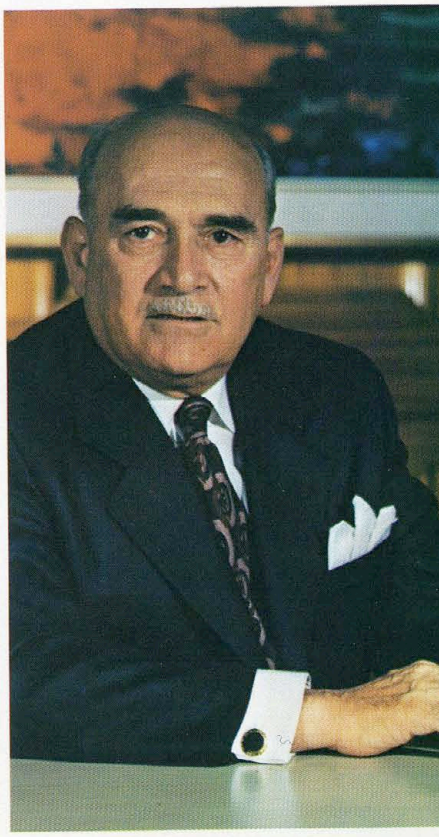


2

3



4



Rapport du président

Les taux de croissance de nos ventes d'énergie électrique, reflétant une vigoureuse expansion économique, ont mis en lumière en 1972 l'importance d'assurer l'approvisionnement du Québec en électricité.

Les consommations d'électricité dans la catégorie commerciale de nos abonnés, qui englobe la petite industrie et les établissements commerciaux, ont augmenté de 16.8%.

Les besoins des abonnés domestiques se sont accrus de 9.9% et la consommation annuelle moyenne par abonnement domestique, laquelle mesure à la fois le standard de vie et le succès de notre action commerciale, surtout dans le domaine du chauffage des locaux, a connu en 1972 l'une des plus fortes augmentations jamais enregistrées, soit 6.9%.

Dans le secteur de plus en plus important de l'industrie manufacturière, les ventes d'énergie électrique ont augmenté de 17%.

Ces taux de croissance, joints au mouvement de reprise qui se dessine de plus en plus nettement dans les grandes industries à caractère cyclique comme celle des pâtes et papier, mettent en relief l'urgence d'assurer la production des grandes quantités additionnelles d'énergie électrique dont le Québec aura besoin dans l'avenir prévisible, de même que la gravité des conséquences que des retards ou une insuffisance de revenus pourraient entraîner pour tout le Québec.

Le présent rapport expose les grandes lignes du programme d'équipement, portant sur la période de 1978 à 1985, que nous avons présenté en mai dernier à la Commission permanente des Richesses naturelles de l'Assemblée nationale et fait mention des travaux préliminaires entrepris à la baie James, où la réalisation du projet de la Grande Rivière doit ajouter au réseau une puissance d'environ 8 300 000 kilowatts.

Au cours de l'année, des procédures ont été instituées devant la Cour Supérieure du district de Montréal en vue d'obtenir l'arrêt de ces travaux et l'audition de la cause se poursuit.

Le déséquilibre engendré par l'inflation dans nos résultats financiers se constate aisément à la lecture des pages suivantes, bien que, dans l'ensemble, la situation financière de l'Hydro-Québec demeure excellente.

La Commission a continué de déployer tous les efforts possibles pour atténuer les effets inévitables de la spirale des prix sur les factures d'électricité.

Nous avons de plus en plus largement recours, par exemple, aux techniques d'exploitation qui, en plus d'améliorer la qualité et la continuité du service pour les abonnés, peuvent entraîner des économies appréciables. En prenant soin de ne pas compromettre les intérêts ou les carrières du personnel existant, nous avons maintenant réussi à assurer l'exploitation par télécommande de 11 centrales formant 32% de toute la puissance installée et de 138 postes importants.

D'autre part, nous avons conclu des ententes qui permettront d'accélérer la mise en service des groupes générateurs de la centrale de Churchill Falls et de vendre des quantités considérables d'énergie souscrite à l'Ontario et au Nouveau-Brunswick jusqu'à ce que toute la production de cette centrale soit requise pour les besoins du Québec. Nous nous sommes engagés par contrat à livrer aux réseaux de ces deux provinces, jusqu'en 1977, au moins 47 milliards de kilowattheures d'une valeur de 225 millions de dollars.

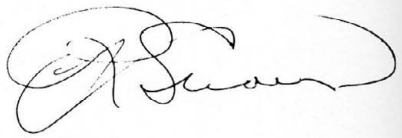
Ces ventes auront pour effet d'alléger sensiblement les obligations que nous avons assumées dans le contrat déjà très avantageux que nous avons conclu pour une longue période avec la *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited*. Et nous poursuivons actuellement la négociation d'une autre entente visant à établir un régime d'assistance mutuelle entre notre réseau et celui qui dessert la région de New York, où la forte demande d'électricité survient en été. Très importante pour l'avenir, cette entente portera sur une période initiale de 20 ans, à compter de 1977, et entraînera la construction de notre première ligne d'interconnexion à très haute tension avec les Etats-Unis. De 1977 à 1981, l'accord projeté nous permettra de vendre pour 123 millions de dollars d'énergie électrique à nos voisins du sud pendant les mois de l'été, sans que l'énergie de la baie James entre en ligne de compte.

Le présent rapport attire l'attention sur le fait que notre réseau de distribution couvre un territoire de 55 000 milles carrés, qu'il représente plus que le cinquième du prix coûtant de toutes nos installations et que son entretien exige des équipes et un matériel particulièrement bien adaptés à la répartition géographique des abonnés et au climat du pays.

Aussi, malgré l'intérêt suscité par l'ampleur et les divers aspects de notre programme d'équipement, la qualité et la continuité du service fourni à nos abonnés sont-elles demeurées les principales préoccupations du personnel de l'Hydro-Québec en 1972.

C'est ainsi que le remaniement de nos structures administratives dans le territoire s'est accompagné d'un effort pour rapprocher encore plus l'Hydro-Québec de ses abonnés sur le plan des rapports quotidiens. Nous avons institué dans les diverses régions un nouveau service distinct—le *Service de la Clientèle*—dont nous attendons d'excellents résultats et dont les préposés reçoivent une formation qui les prépare à s'occuper exclusivement, avec compétence et courtoisie, des plaintes et des besoins des abonnés.

Cette innovation a bénéficié de l'accueil le plus empressé et de la participation la plus entière de la part de tous nos collaborateurs et je désire leur en exprimer ici la reconnaissance de la Commission.



Le président

Montréal, le 12 mars 1973

Manic 3: Excavation de la caverne de la centrale.

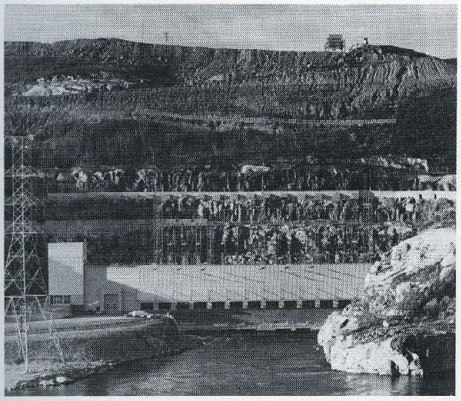
Dix ans de progrès

Le barrage Daniel-Johnson

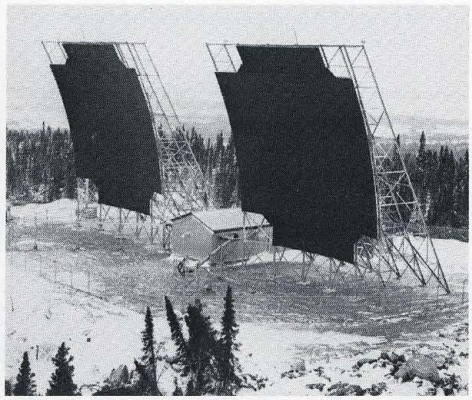
Situation financière (en millions de dollars)	1972	1971	1970	1969	1968	1967	1966	1965	1964	1963
Installations en service (au coût)	4 599	4 251	3 899	3 404	2 992	2 842	2 622	2 428	2 160	2 032
Dette à long terme et billets à payer	3 299	3 026	2 805	2 738	2 546	2 399	2 176	1 928	1 810	1 569
Réserves ou avoir propre	1 140	1 041	913	796	712	634	558	507	450	391
Produit total des ventes d'électricité	561	518	478	416	387	354	314	288	269	201
Total des charges d'exploitation et d'intérêt	499	427	397	362	328	297	274	241	223	165
Effets de la croissance										
Puissance installée en mégawatts* au 31 décembre	11 107**	11 107	10 617	9 809	8 365	8 179	7 763	7 350	6 562	6 224
Demande maximale souscrite de la clientèle québécoise en mégawatts*	9 747	9 173	8 873	8 100	7 664	6 930	6 562	6 053	5 648	5 212
Volume global des ventes d'électricité en milliards de kilowattheures	60.4	52.5	50.6	46.3	43.1	41.2	39.7	36.1	35.3	26.4
Nombre total d'abonnements (en milliers)	1 943	1 895	1 852	1 773	1 720	1 656	1 581	1 539	1 492	1 363
Nombre d'employés permanents	12 627	12 245	12 012	11 890	11 723	11 637	11 466	10 976	10 261	9 915

*Mégawatt (ou MW) = 1 000 kilowatts
**En excluant Churchill Falls

1



2



1 La centrale d'Outardes 4

2 Réflecteurs paraboliques de la liaison hertzienne avec Churchill Falls

3 Foreuse au travail

3

Résultats financiers*

*Sous cette rubrique, les mots en italique correspondent aux termes employés dans les *Etats financiers et statistiques*.

Subissant les effets de la période d'inflation la plus longue et la plus persistante jamais connue dans le monde, les charges financières de l'entreprise ont augmenté en 1972 à une cadence beaucoup plus rapide que l'ensemble des revenus.

Nos charges globales, *dépenses* et *intérêt*, se sont élevées à $499 379 000, au regard de $427 448 000 en 1971, soit une augmentation de $71 931 000 ou de 16.8%.

Les revenus globaux (somme des postes *revenus* et *autres revenus)* s'établissent à $598 282 000 et sont en hausse de $43 082 000 ou de 7.8% seulement.

L'écart entre ces deux taux d'augmentation, 16.8% et 7.8%, est à comparer avec les taux annuels moyens révélés de 1964 à 1971 : 9.7% d'augmentation annuelle pour les charges globales et 10.2% pour les revenus globaux. Il est vrai, cependant, que cet équilibre avait été réalisé au moyen des augmentations de tarifs appliquées en 1967 et en 1970, les premières depuis la création de l'Hydro-Québec en 1944. Un nouveau redressement semblable était devenu nécessaire à la fin de 1972.

La forte augmentation des charges survenue dans l'année se répartit principalement entre trois postes, les *frais d'exploitation*, les charges d'*intérêt* et l'*achat d'énergie*.

L'augmentation de $22 403 000 ou de 14.9% survenue dans les *frais d'exploitation* comprend près de $15 000 000 au titre du personnel, dont un accroissement d'environ $11 500 000 dans la masse salariale et un de quelque $3 500 000 dans les avantages sociaux, y compris des suppléments versés à certaines catégories de retraités.

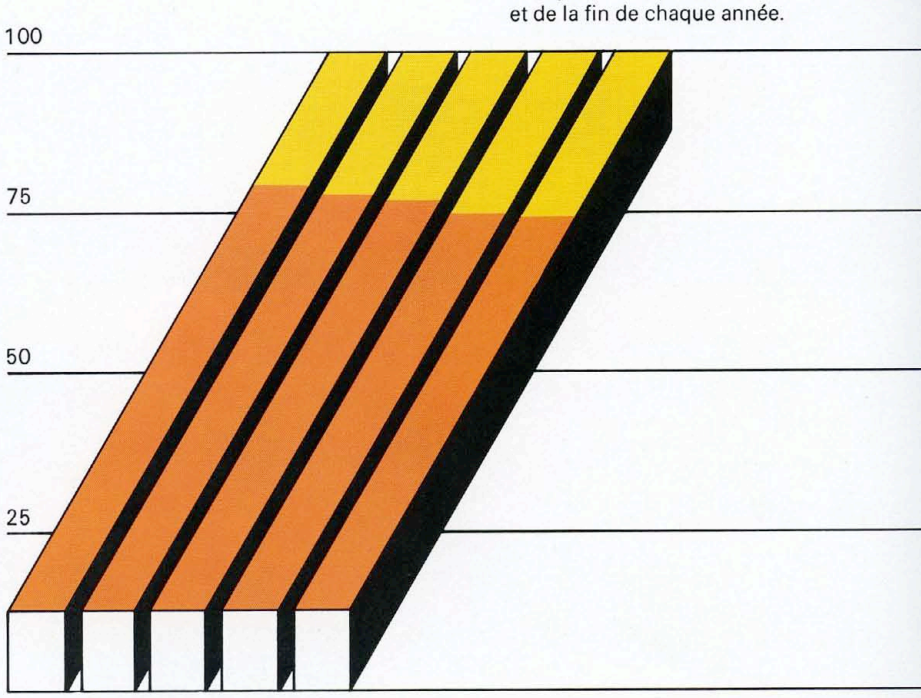
Les charges d'*intérêt* pesant sur l'exploitation ressortent à $173 846 000, soit $24 263 000 ou 16.2% de plus qu'en 1971. L'augmentation de ces charges reflète non seulement le loyer de l'argent, qui demeure très élevé, mais aussi l'augmentation du coût des nouvelles installations mises en service, comme pour la plupart des autres services d'électricité.

La dépense en *achat d'énergie* s'élève à $34 446 000 et accuse une augmentation de $18 708 000. Cette augmentation est due en grande partie aux livraisons d'énergie en provenance de Churchill Falls et comprend l'amortissement ($1 783 000) de notre

Structure du capital*
(en %)

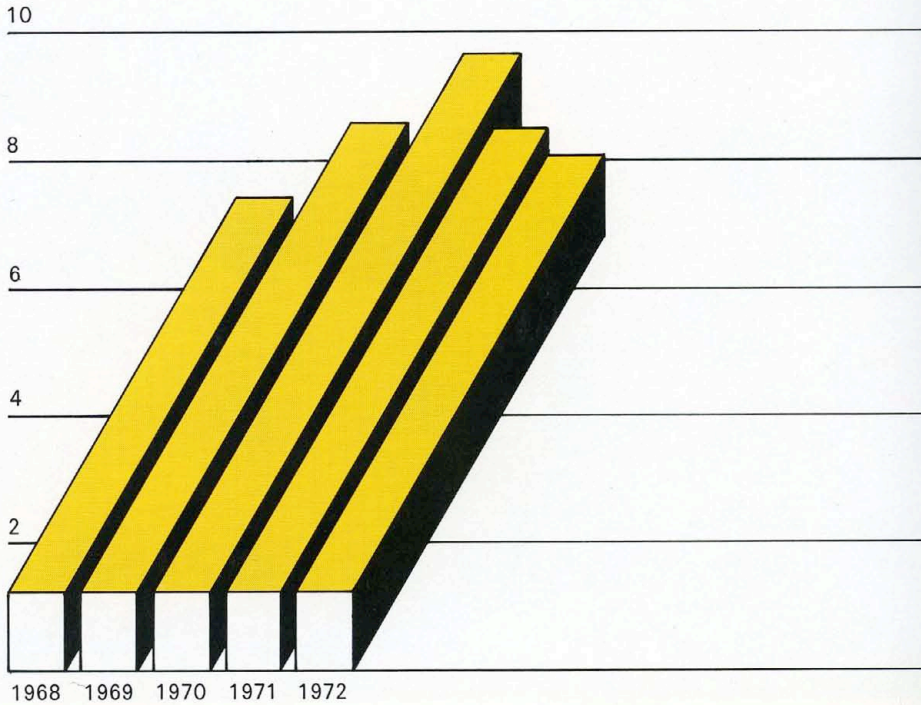
Capital propre
Capital emprunté

*D'après la moyenne des chiffres du début et de la fin de chaque année.



L'évolution des taux d'intérêt
(en %)

Taux effectif moyen des emprunts à long terme.



part des charges d'intérêt intercalaire de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir notes 4 et 12 aux états financiers consolidés). Il est à noter que les charges relatives à l'énergie de Churchill Falls tiennent lieu et place de la somme plus considérable des charges d'intérêt, d'amortissement et d'exploitation que nous aurions dû assumer en créant nous-mêmes des puissances de production égales à celle obtenue de la seule centrale de Churchill Falls.

Il est résulté de la progression des *frais d'exploitation* et d'*intérêt* que le *revenu net avant intérêt sur réserves* a subi une baisse de $28 849 000 ou de 22.6% par rapport à 1971, s'établissant à $98 903 000.

Les ressources propres dégagées des opérations de l'année se sont élevées à $171 680 000, soit $18 070 000 ou 9.5% de moins que l'année précédente. Cette somme comprend le *revenu net avant intérêt sur réserves* plus les imputations ne comportant pas de sorties de fonds, comme la *provision pour renouvellements*, moins le *profit net sur rachat d'obligations* (qui n'est pas une entrée de fonds).

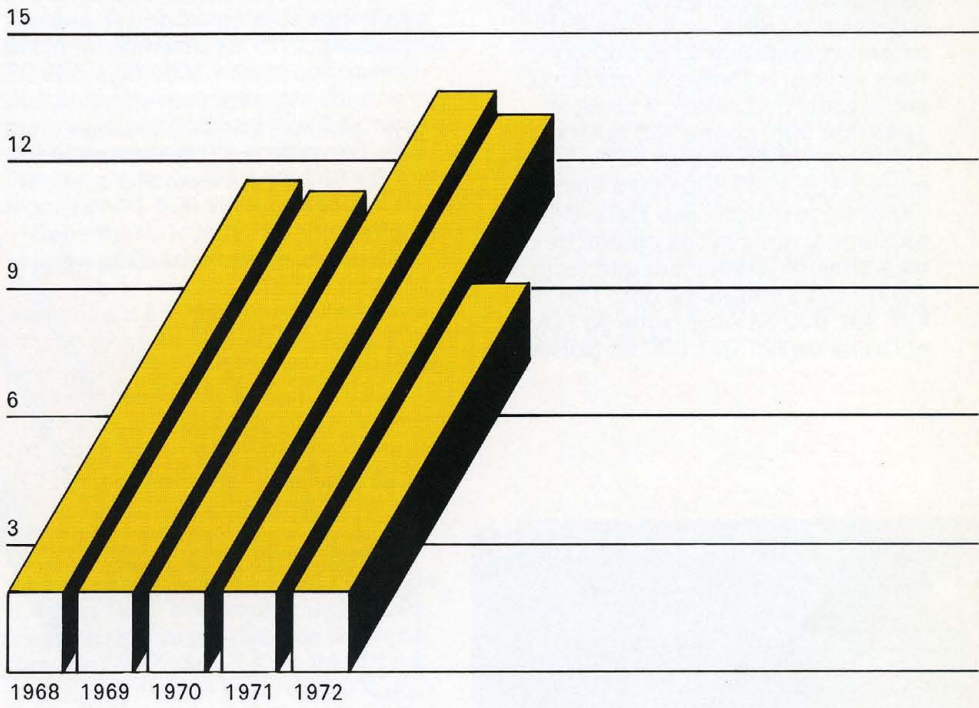
Les fonds disponibles, comme le révèle l'*Etat de provenance et d'utilisation des fonds*, ont servi à rencontrer des échéances de la dette à long terme totalisant $33 591 000, à verser $39 954 000 au fonds d'amortissement, à réduire les billets à payer de $27 978 000 et à verser à la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited notre part des charges d'intérêt de la compagnie, soit $11 546 000, pour l'année 1972 (voir notes 4 et 12 aux états financiers consolidés).

Les fonds disponibles ont également servi à produire une amélioration de $15 113 000 dans le fonds de roulement. Les sommes ainsi prélevées sur les fonds disponibles, y compris $591 000 en prime nette de change, forment un total de $128 773 000, qui n'a permis de contribuer que $42 907 000 aux immobilisations de l'année. Celles-ci se sont élevées à $423 600 000, dont $107 056 000 pour le compte de la Société d'énergie de la Baie James, $142 618 000 pour le réseau de transport et $66 972 000 pour le réseau de distribution.

Nous avons comblé la différence entre les besoins de trésorerie et les fonds disponibles au moyen d'emprunts à long terme dont le produit net a été de $374 809 000. Le coût effectif

Le rendement du capital propre*
(en %)

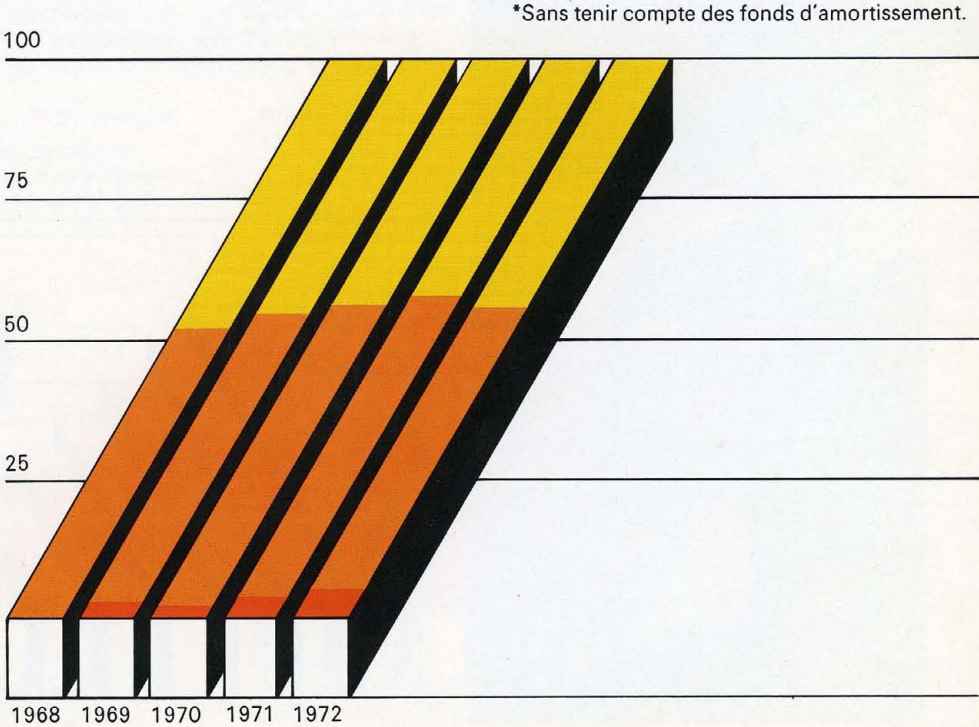
*Le revenu net avant intérêt sur réserves sur la moyenne des réserves du début et de la fin de chaque année



Composition de la dette obligataire*
(en %)

Canada
Etats-Unis
Autres

*Sans tenir compte des fonds d'amortissement.

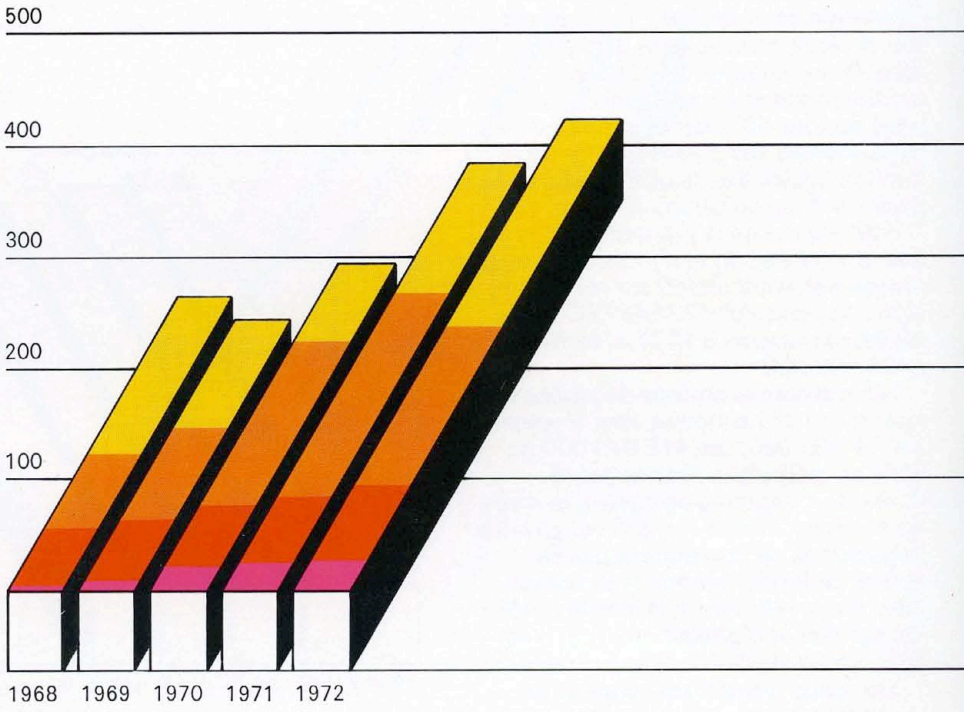


moyen de ces émissions a été de 8.05%, contre 8.58% en 1971 et 9.68% en 1970.

Près de 60% de nos besoins de capitaux ont été satisfaits par le marché canadien, où nous avons lancé six emprunts totalisant $225 000 000. Pour sa part, la Caisse de dépôts et placements du Québec a souscrit $145 000 000, contre $65 000 000 en 1971 et $52 500 000 en 1970. Un seul emprunt de $100 000 000 a été contracté sur le marché des Etats-Unis et, en Europe, nous avons obtenu des taux effectifs légèrement inférieurs à 7% sur deux emprunts, dont l'un de $31 391 000 en Allemagne de l'Ouest et l'autre de $21 021 000 en Suisse.

Les investissements

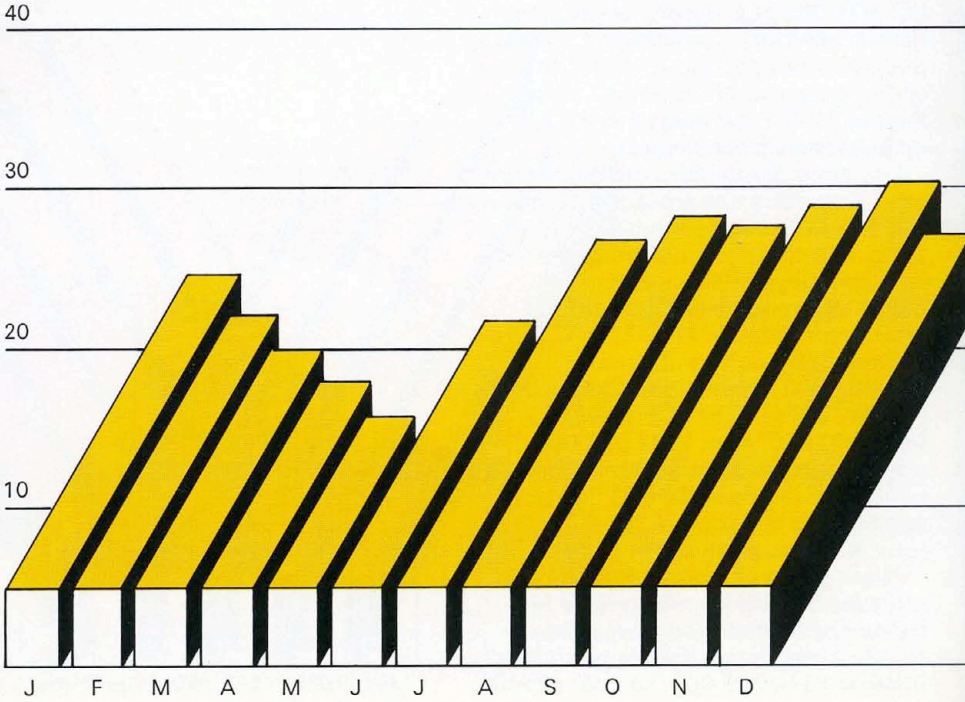
Répartition des investissements entre fonctions majeures
En millions de dollars



Les réserves hydrauliques en 1972

En milliards de kWh

Evolution des réserves utiles, exprimées en milliards de kilowattheures, dans l'ensemble de nos réservoirs, dont la capacité globale est de 41.2 milliards de kWh.



Évolution des ventes

Les résultats de nos ventes à la clientèle québécoise font ressortir de fortes augmentations dans les consommations de trois importantes classes d'abonnés: la catégorie commerciale, les abonnés domestiques et l'industrie manufacturière.

La catégorie commerciale, qui englobe la petite industrie et les établissements commerciaux, a consommé 10.6 milliards de kWh, soit 16.8% de plus qu'en 1971, et a fourni en revenus un total de $152 299 000, soit une augmentation de 13.2%.

Les ventes aux abonnés domestiques totalisent 12.7 milliards de kWh et accusent 9.9% d'augmentation, mais les revenus provenant de cette partie de la clientèle sont en hausse de 7.5% seulement et s'établissent à $189 571 000. Le nombre des abonnements domestiques était de 1 636 446 au 31 décembre, soit 47 859 de plus que l'année précédente.

Dans le secteur de l'industrie manufacturière (fer et acier, pétrole, ciment, textiles, etc.), nos ventes s'élèvent à 3.2 milliards de kWh en volume et à $22 550 000 en revenus, ce qui représente des hausses de 17.1% en volume et de 20.6% en revenus.

La consommation annuelle moyenne par abonnement domestique (tirée du nombre moyen des abonnements) a été de 7 880 kWh, soit 512 kWh de plus que l'année précédente. C'est là une augmentation exceptionnellement forte de 6.9%, la cadence annuelle moyenne ayant été de 3.3% entre 1967 et 1971.

Les exploitations agricoles ont utilisé 996 millions de kWh, soit 6% de plus qu'en 1971 et ces ventes ont produit $13 467 000, soit 3.4% de plus seulement que l'année précédente. Le nombre des abonnements agricoles a fléchi de nouveau en 1972, passant de 80 936 à 80 083, mais la consommation annuelle moyenne par abonnement agricole (tirée du nombre moyen des abonnements) a continué d'augmenter, s'établissant à 12 369 kWh, au regard de 11 504 kWh en 1971.

Cependant, le taux de croissance du volume global des ventes d'énergie souscrite à la clientèle québécoise, qui s'établit à 5.8% pour l'année, n'a pas encore retrouvé son niveau normal tout en accusant une amélioration sensible par rapport à 1971, alors que l'augmentation avait été de 3.6% seulement. De 1965 à 1970, nos ventes d'énergie souscrite à la clientèle québécoise avançaient à la cadence annuelle moyenne de 7.2%.

Les quelques grandes industries dont la consommation avait baissé de 2.4% en 1971 ont amorcé un mouvement de reprise pendant les derniers mois de 1972, ce qui s'est traduit par une augmentation nette de 1.2% pour l'ensemble de l'année. Ces industries, qui absorbent environ le tiers de nos ventes québécoises, sont les fabriques de pâtes et papier, les entreprises électrométallurgiques, les entreprises électrochimiques et chimiques et les mines.

Ce ralentissement de l'activité économique, coïncidant avec la mise en service des premiers groupes de la centrale de Churchill Falls, a eu pour contrepartie en 1972 une augmentation de 20.7% de nos ventes d'énergie excédentaire, qui ont totalisé 3.4 milliards de kWh (dont 2.1 milliards de kWh écoulés au Québec) et ces ventes ont produit $8 377 000.

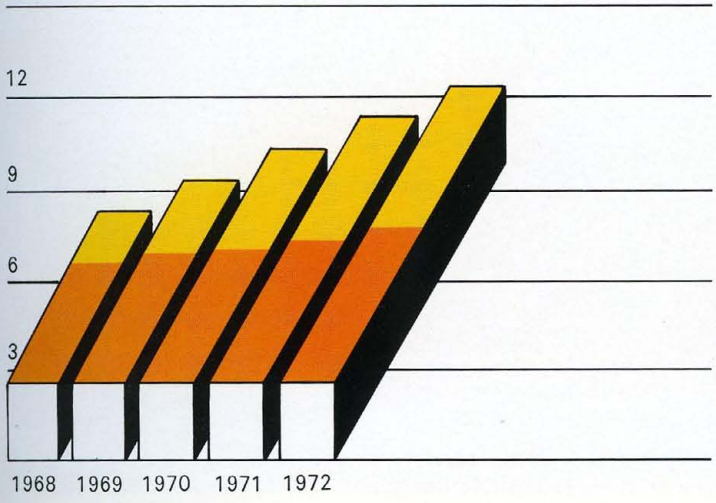
Nos exportations d'énergie souscrite, qui connaîtront un développement encore plus considérable au cours des prochaines années grâce à nos contrats avec les réseaux de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, se sont élevées à 7.7 milliards de kWh en volume et à $23 990 000 en revenus, ayant augmenté de 147.5% en volume et de 159% en revenus.

La consommation annuelle moyenne*

En milliers de kWh

Agricole Domestique

*Etablie dans chaque cas avec le nombre moyen d'abonnements au début et à la fin de chaque année.

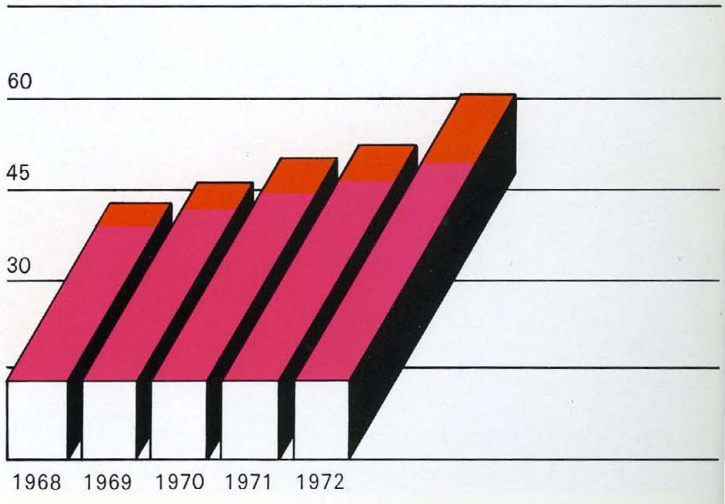


Répartition des ventes

En milliards de kWh

Ventes d'énergie excédentaire et ventes hors réseau

Ventes d'énergie souscrite au Québec



L'action commerciale

Toute l'action commerciale de l'Hydro-Québec vise à augmenter la rentabilité du vaste réseau de distribution qu'elle exploite dans un territoire d'environ 55 000 milles carrés, où nos lignes de distribution à 25 kV ou moins alimentent une moyenne de seulement 44 abonnés par mille de circuit, moyenne qui tombe à 30 si l'on exclut Montréal.

Nous avons continué en 1972 de recourir à toutes les formes éprouvées de publicité et de promotion commerciales pour relever le facteur d'utilisation des postes et des lignes de distribution, augmenter les revenus et opposer ainsi le plus de résistance possible à l'inflation.

En dépit d'une concurrence très vive, nous avons continué de gagner du terrain sur l'important marché du chauffage de l'eau et aussi sur le marché du chauffage des locaux.

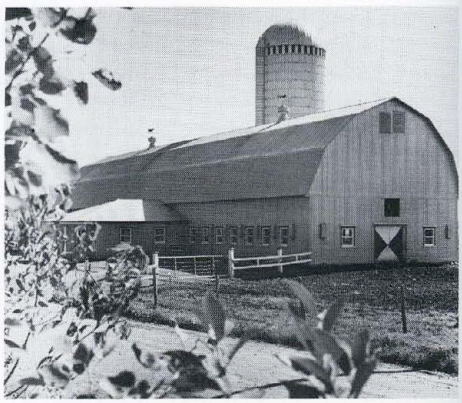
Le nombre des chauffe-eau électriques installés sous location chez les abonnés domestiques s'établissait au 31 décembre à 145 704, ce qui représente une augmentation de 8 598 ou de 6.3% par rapport à l'année précédente. De plus, les ventes des distributeurs du chauffe-eau *Cascade 60* ont accusé une amélioration sensible au cours de l'année et 2 240 abonnés se sont prévalus des avantages offerts pour l'achat d'un chauffe-eau ou la modernisation de leur installation électrique.

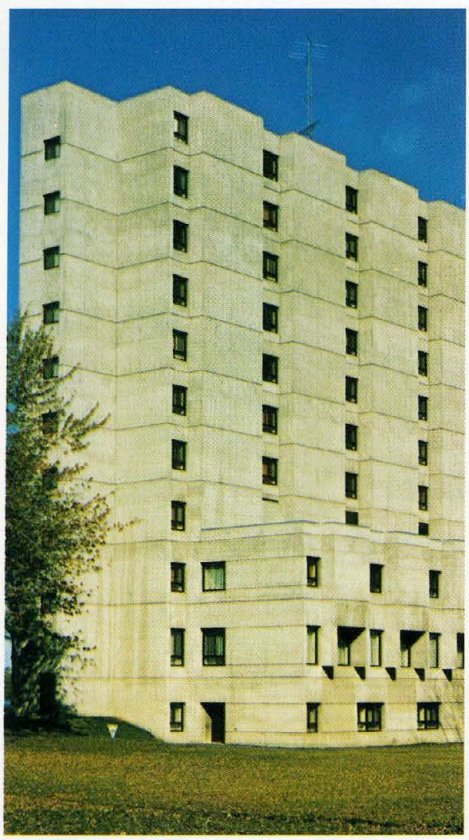
Les ventes d'unités domiciliaires NOVELEC (tout-à-l'électricité) ont plus que doublé, passant de 10 000 à 23 000. Ce dernier nombre comprend plus de 12 000 unités domiciliaires dans la catégorie variant de la maison unifamiliale à la maison de 9 logements. En outre, sur les 55 700 mises en chantiers signalées par Statistique Canada dans le secteur domiciliaire au Québec en 1972, près de la moitié seront chauffées à l'électricité.

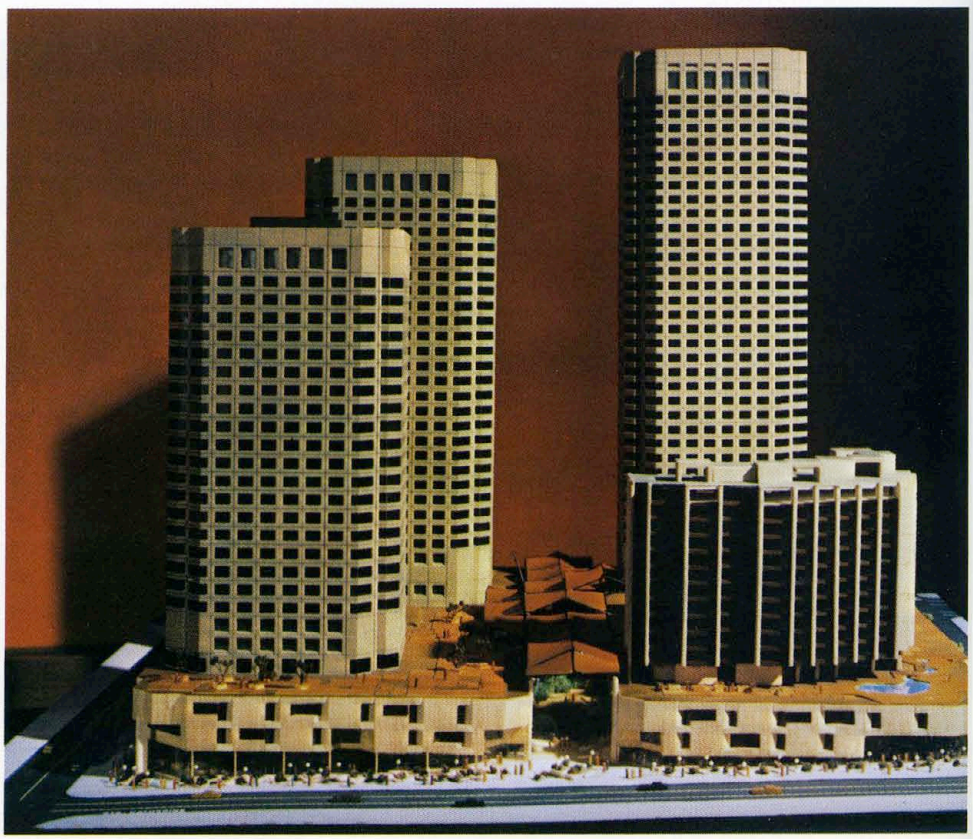
Le nombre de fermes dites "bien électrifiées", dont la consommation annuelle moyenne est d'environ 30 000 kWh, est passé à 1 225, soit une augmentation de 167 ou de 15.8%.

Nous avons effectué des sondages en fin d'année auprès des abonnés domestiques et agricoles pour connaître les degrés de diffusion des différents appareils électro-ménagers et les résultats seront très utiles pour l'orientation future de notre action commerciale.

Les immeubles "tout à l'électricité" se multiplient au Québec.
A droite, en bas, maquette du complexe Desjardins, en construction auprès du Siège social de l'Hydro-Québec à Montréal, qui sera entièrement électrique.







La production

A la fin de l'année, la puissance installée dans les centrales exploitées par l'Hydro-Québec s'établissait à 11 107 MW*, n'ayant à peu près pas varié depuis l'année précédente. Notre puissance installée va demeurer stationnaire jusqu'à la mise en service de la centrale de Manic 3 en 1975 et 1976. Dans l'intervalle, l'accroissement annuel de la demande québécoise sera couvert essentiellement par la puissance croissante obtenue sous contrat de la *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited*.

puissance excédentaire, s'élevait à 10 692 MW, soit une augmentation de 12.1% par rapport à l'année précédente. Le taux moyen d'augmentation de la demande totale depuis 1966 s'établit à 6.4%.

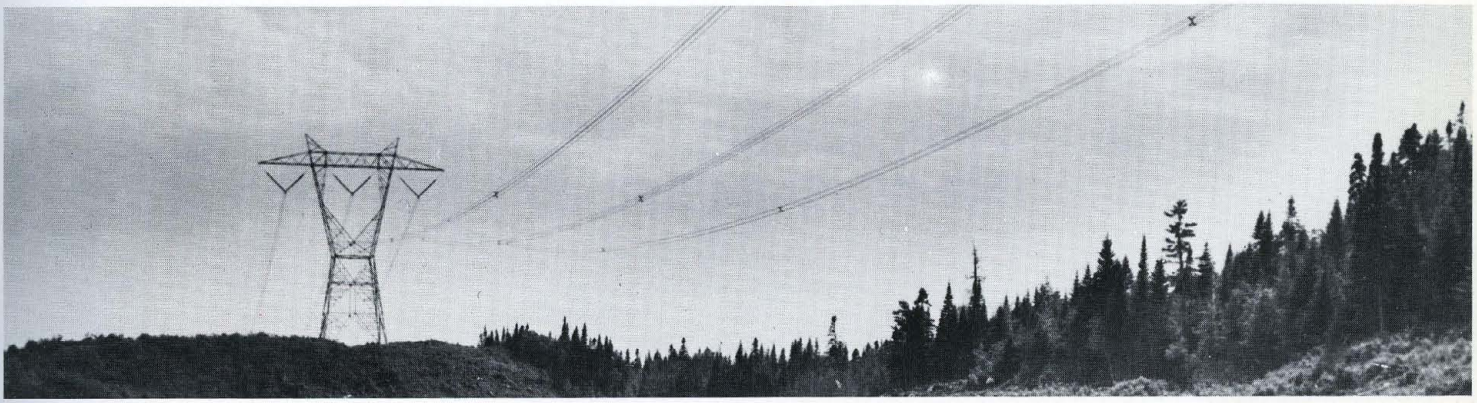
L'hydraulicité—La quantité d'eau fournie à nos centrales par les précipitations a été de 2% inférieure à la moyenne des années précédentes, mais grâce à l'importation de l'énergie produite par la centrale de Churchill Falls, nos réserves d'eau se sont accrues au lieu de diminuer. Du 31 décembre 1971 au 31 décembre 1972, le potentiel énergétique accumulé dans les réservoirs est passé de 24.7 à 27.1 milliards de kWh, soit une augmentation de 2.4 milliards de kWh.

La production de la centrale thermique de Tracy n'a été requise qu'en période de pointe et les centrales hydroélectriques ont assuré 99.6% de la production totale.

1 Ligne de transport à 735 kV.

2 Le centre de répartition des télécommunications de la région Manicouagan à Hauterive.

1



Au 31 décembre, l'apport net des contrats d'achat et de vente s'établissait à 1 023 MW et ce chiffre, en s'ajoutant à la puissance installée, avait porté à 12 130 MW la *puissance disponible* pour satisfaire la demande québécoise.

L'appel maximal—De 1971 à 1972, la demande maximale de la clientèle québécoise en énergie souscrite s'est accrue de 574 MW pour toucher une pointe de 9 747 MW à 5 h 30 de l'après-midi, le 19 décembre, par une température de 11°F. L'année précédente, la pointe était survenue le 20 décembre à 5 h de l'après-midi par une température de 20°F et avait été de 9 173 MW.

(Quelques jours plus tard, le 8 janvier 1973, par un froid de –11°F, la demande de la clientèle québécoise dépassait pour la première fois les 10 000 MW et atteignait 10 045 MW, soit 298 MW de plus que la pointe du 19 décembre. Par rapport à la pointe du 8 janvier 1968, cette nouvelle pointe reflète un taux moyen d'augmentation de 7.1% sur cinq ans.)

Au moment de la pointe interne le 19 décembre, la demande totale, qui comprend les livraisons hors réseau et la

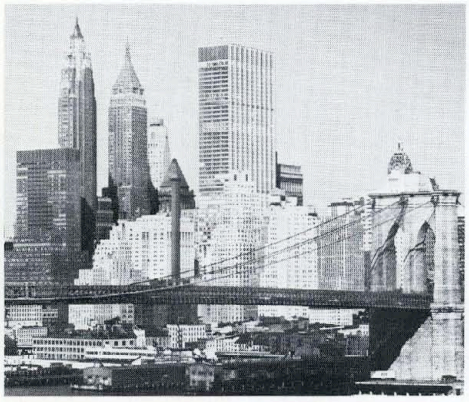
2

*MW=mégawatt=1 000 kilowatts.

Assistance mutuelle Québec-New York

Une très fructueuse forme de collaboration est possible entre deux réseaux qui, comme celui du Québec et celui de la région de New York, ont leur période de forte demande à des époques différentes au cours de l'année. L'un aidant l'autre à couvrir sa pointe annuelle, tous deux peuvent faire un meilleur usage de leurs moyens de production, réduire les immobilisations requises et ralentir d'autant la hausse constante des prix de revient de l'électricité.

C'est pourquoi l'Assemblée nationale a donné l'autorisation nécessaire pour que l'Hydro-Québec puisse négocier un contrat définitif et une convention d'assistance mutuelle avec la *Consolidated Edison Company of New York Inc.*, qui dessert la grande agglomération de New York, ou avec la *Power Authority of the State of New York*, une société d'Etat exploitant des centrales dont elle vend la production aux services d'électricité de l'Etat de New York, y compris la *Con Edison*.



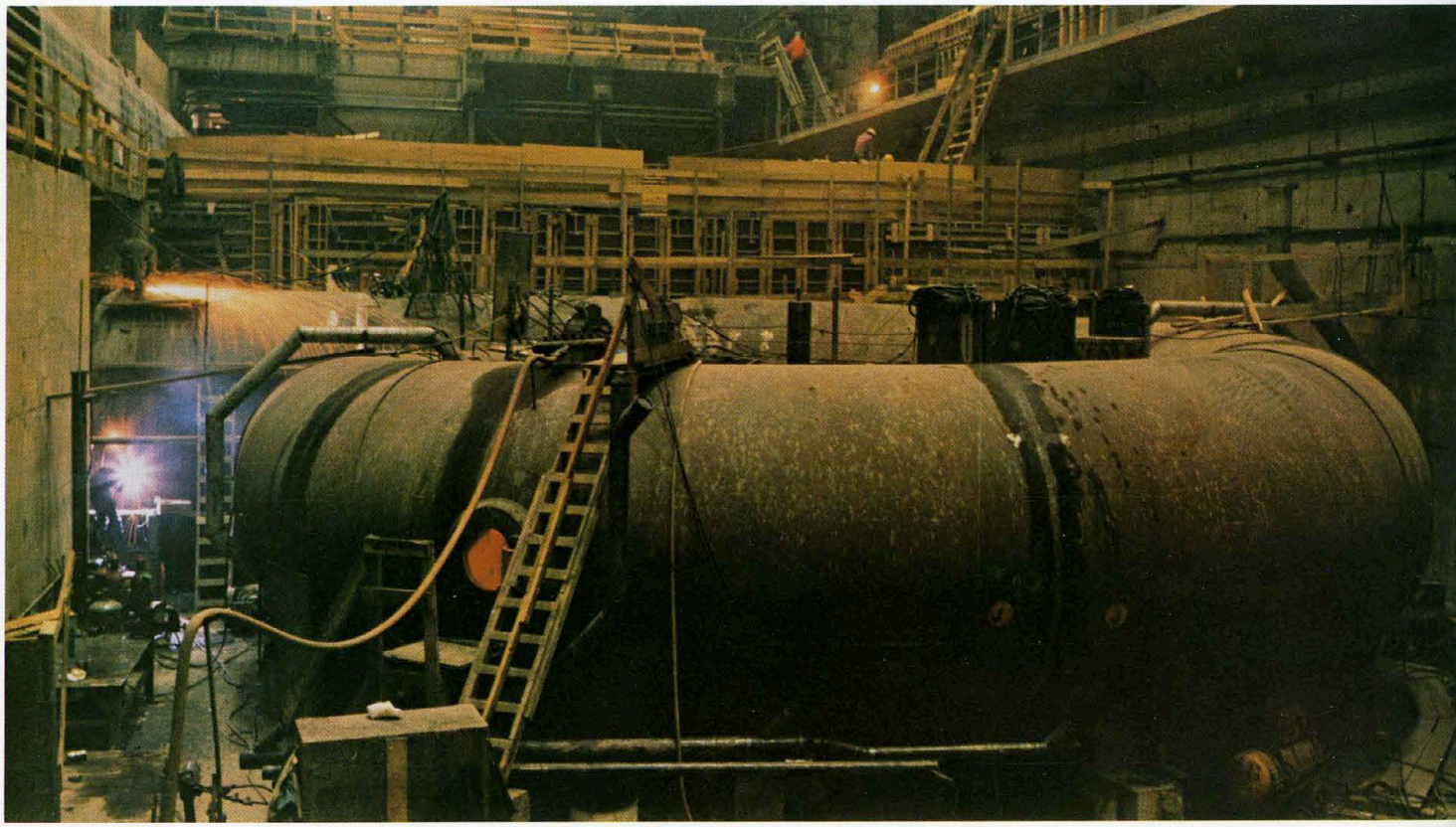
L'accord de principe déjà conclu n'anticipe aucunement sur l'énergie à venir de la baie James et repose en totalité sur la puissance de production de nos centrales actuelles, de la centrale en construction à Manic 3 et de la centrale de Churchill Falls. Il entraînera cependant la construction d'une ligne d'interconnexion à très haute tension entre le Québec et les Etats-Unis et aura pour effet de nous ouvrir l'important marché américain pour les excédents temporaires de puissance et d'énergie dont nous pourrons disposer au cours des années futures.

L'entente préliminaire s'applique aux mois de l'été et porte sur une période maximale de 20 ans à compter de juin 1977. Pour le moment, l'Hydro-Québec ne s'engage à fournir de l'énergie que pendant les cinq premières années et elle s'est réservé tous les droits nécessaires pour assurer en tout temps l'alimentation de sa clientèle québécoise.

De 1977 à 1981, nous fournirons à la région de New York un total de 14.14 milliards de kWh qui rapporteront $123 000 000 et de nouvelles négociations seront nécessaires pour établir les quantités d'énergie qui pourront être livrées dans un sens et dans l'autre après 1981.

La puissance mise à la disposition des clients américains pendant les mois de l'été sera de 800 MW, soit une partie seulement de la différence qui existe au Québec entre la pointe d'hiver et la pointe d'été.

La centrale de Churchill Falls: montage du huitième groupe générateur.



Pylône à 735 kV en cours de montage.

Le programme d'équipement

L'une des plus lourdes responsabilités de la Commission, comme de tout service d'électricité, est de prévoir l'augmentation des besoins de ses abonnés assez longtemps d'avance pour que les nouvelles installations requises, dont la conception et la réalisation peuvent durer jusqu'à douze ans, soient prêtes à fonctionner à mesure qu'elles deviennent indispensables.

Les apports à venir des centrales de Churchill Falls et de Manic 3 seront suffisants pour couvrir l'augmentation des besoins du Québec jusqu'en 1977, alors que la puissance disponible sera d'environ 17 000 MW. Après cette date, nous prévoyons que la demande continuera de croître à la cadence moyenne de 7.8%* par année et que, de 1978 à 1985, le réseau aura besoin d'une puissance additionnelle d'environ 14 000 MW, réserve comprise. Au cours de cette période, la consommation annuelle passera de 77 à 147 milliards de kWh, un bond de 70 milliards de kWh.

Pour répondre à cet accroissement des seuls besoins du Québec, le programme retenu comme devant coûter le moins cher, compte tenu à la fois des frais de construction et d'utilisation, de la durée des installations et des réserves requises, comporte la réalisation du plus au nord des deux complexes hydro-électriques envisagés sur le versant québécois de la baie James.

Le complexe du Nord est axé sur la Grande Rivière, qui coule d'est en ouest à quelque 650 milles au nord de Montréal et dont le débit sera presque doublé par la dérivation des rivières voisines. Les quatres centrales projetées auront ensemble une puissance d'au moins 8 330 MW et pourront produire en moyenne 58 milliards de kWh par année. Le programme prévoit la mise en service de 1980 à 1985.

En 1978 et 1979, il faudra mettre en service des installations de pointe et de base pour répondre à des besoins d'environ 2 500 MW et les projets à l'étude pour ces deux années comprennent notamment une centrale de pointe de 1 000 MW, un second groupe nucléaire de 600 MW à Gentilly et l'aménagement d'Outardes 2, qui apporterait un supplément net de 397 MW. Les décisions les plus urgentes en ce qui concerne ces projets doivent être prises en 1973. L'ensemble du programme sera équilibré en 1984 et 1985 par des groupes de pointe qui seront mis en chantier aux dates requises.

Centrales à réserve pompée—A cause du besoin d'abaisser le prix très élevé des kilowattheures de pointe, les emplacements propices à la construction de centrales à réserve pompée se rangent parmi les richesses naturelles les plus précieuses d'un pays. De plus, si l'exécution d'un projet semblable est régie par un plan global d'aménagement, ces emplacements se transforment en centres récréatifs fort appréciés des populations voisines.

Notre direction générale du Génie a entrepris il y a quelques années de repérer les emplacements de ce genre pouvant exister à proximité des centres de consommation et a découvert une région particulièrement bien dotée dans la vallée de la rivière Jacques-Cartier, à une trentaine de milles au nord de Québec, où les études d'avant-projet, accompagnées d'une étude d'environnement, se poursuivaient à la fin de l'année.

Cette centrale à réserve pompée aurait une puissance de 1 000 MW répartie entre quatre groupes réversibles et fonctionnerait pendant les heures de pointe en hiver seulement, de la fin de novembre à la mi-mars. Entre le réservoir supérieur (formé par le lac Aubert et un autre petit lac) et le réservoir inférieur, la hauteur de chute à exploiter serait de 1 400 pieds. Tous les ouvrages reliant ces deux réservoirs (prises d'eau, galeries d'amenée et de fuite, conduites forcées et centrale) seraient souterrains et complètement invisibles de l'extérieur, sauf les crêtes des prises d'eau. Le réservoir inférieur serait créé par un barrage sur la rivière et aurait une longueur de 18.5 milles, dont 10 milles à l'intérieur du parc des Laurentides. Le niveau de ce lac artificiel serait stable de la mi-mars à la fin de novembre.

On avait projeté une centrale à réserve pompée sur la rive gauche du Saint-Laurent, à Saint-Joachim, en aval de Québec, mais les problèmes posés par la salinité des eaux du fleuve à cet endroit ne permettraient pas de réaliser ce projet à temps pour 1979.

Second groupe à Gentilly—Le groupe nucléaire n° 2, d'une puissance de 600 MW, que nous projetons de mettre en service dès 1979 à Gentilly sera du type CANDU-PHW (Canadian Deuterium Uranium), dont le premier modèle, conçu et mis au point par l'Energie atomique du Canada Limitée, fonctionne depuis 11 ans à Rolphton, en Ontario, et a été adopté par l'*Ontario Hydro* pour la grande centrale de Pickering, à 20 milles de Toronto et aussi pour celle de Bruce, sur les bords du lac Huron.

Nous avons chargé l'EACL et une société d'ingénieurs-conseils de Montréal de faire les études d'avant-projet pour en arriver à une estimation de base et les négociations se poursuivaient à la fin de l'année. Le groupe n° 2 serait construit du côté est de la centrale actuelle de Gentilly, où l'Hydro-Québec possède suffisamment d'espace pour un complexe nucléaire de 2 000 à 3 000 MW. L'addition éventuelle d'un troisième groupe se trouvera prévue dans les plans du groupe n° 2.

Le type CANDU-PHW utilise l'uranium naturel comme combustible et l'eau lourde à la fois comme modérateur et caloporteur, tandis que le prototype expérimental déjà construit à Gentilly utilise l'uranium naturel comme combustible, l'eau lourde comme modérateur et l'eau ordinaire comme caloporteur.

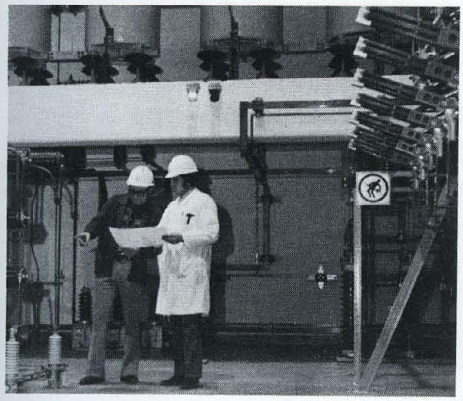
Après avoir commencé de fonctionner en 1971, le groupe n° 1 de Gentilly a atteint sa pleine puissance en mai 1972 et a fourni quelques 620 millions de kWh au réseau au cours de l'année avant d'être privé de son eau lourde en novembre. L'eau lourde de Gentilly a été envoyée à la centrale nucléaire de Douglas Point, en Ontario, où elle sert à produire de la vapeur pour l'usine d'eau lourde de Bruce, qui est voisine. La centrale de Gentilly devrait être réapprovisionnée en eau lourde et remise en marche vers janvier 1974. Cette installation prototype appartient toujours à l'EACL et l'Hydro-Québec en fera l'acquisition quand elle sera assurée d'un fonctionnement sûr et continu.

Outardes 2—A l'emplacement d'Outardes 2, une centrale de 454 MW doit remplacer la petite usine de 57 MW exploitée à la Chute-aux-Outardes depuis 1937 par la *Quebec North Shore Paper Company*. Quand les travaux furent interrompus au printemps de 1968, on avait terminé l'excavation de l'emplacement de la nouvelle centrale et préparé les fronts d'attaque de la prise d'eau et de la cheminée d'équilibre.

On a procédé en 1972 à une revision générale du programme et des estimations et une décision devrait être prise en 1973 quant à la reprise des travaux.

*Taux de croissance indiqué par la plus récente revision annuelle des prévisions.

1



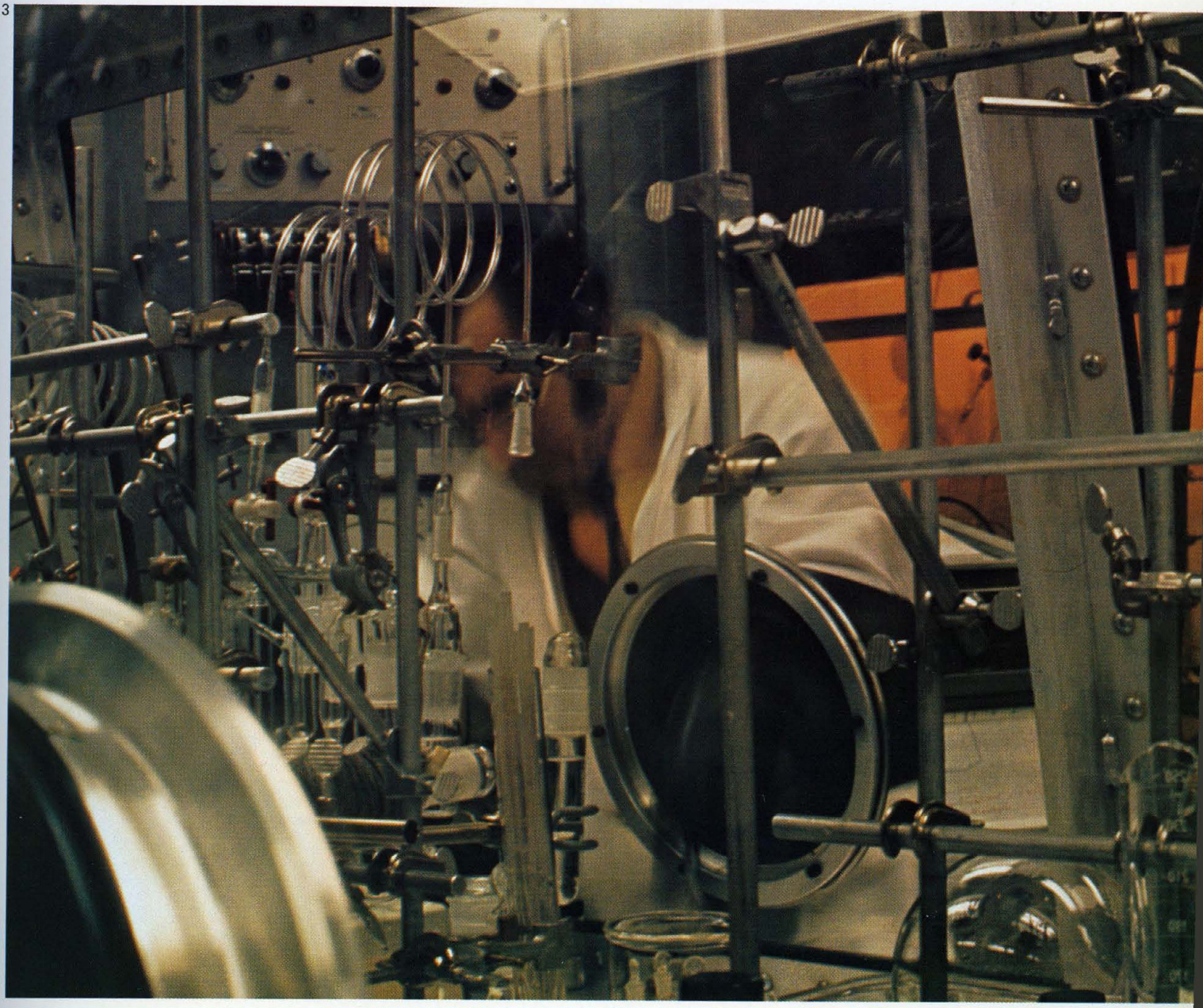
2

1 Section fort courant basse tension du laboratoire Grande Puissance à l'Institut de recherche.

2 Montage d'un condensateur synchrone au poste Duvernay près de Montréal.

3 Scène de laboratoire à l'Institut de recherche.

3



La baie James

Les travaux préliminaires—La construction des routes, des ponts et des aéroports requis pour réaliser les nombreux ouvrages prévus sur les rivières du complexe "La Grande", dans un pays vierge situé au 54° degré de latitude Nord, était très avancée à la fin de l'année.

La route permanente montant de Matagami vers le nord à travers un dédale de lacs et de marécages était devenue carossable au mois de novembre sur une distance de 176 milles et sera ouverte à l'automne de 1973 jusqu'à son point de jonction (à 380 milles au nord de Matagami) avec une autre route neuve, longue de 67 milles, longeant la rive gauche de la Grande Rivière entre Fort George et le chantier de LG-2.

Les aéroports—Le nouvel aéroport de Matagami, pourvu d'une piste à revêtement bitumineux longue de 6 000 pieds et large de 150 pieds, est entré en service en juillet. La base établie sur la rive gauche de la Grande Rivière, vis-à-vis l'île du Gouverneur où se trouve le village de Fort George, possède maintenant une piste d'atterrissage longue de 6 000 pieds, et aussi un débarcadère qui permet de décharger les matériaux et les fournitures expédiés par mer pendant la courte saison de navigation.

A une trentaine de milles de LG-2, en bordure de la route venant de Matagami, la mise en service d'une autre piste d'atterrissage de même longueur, qui sera le principal aéroport du complexe, est prévue pour 1973.

La *Société de développement de la Baie James* avait confié à l'Hydro-Québec la tâche de préparer les appels d'offre et d'analyser les soumissions pour tous ces travaux d'infrastructure et, au cours de l'année, elle a adjugé 18 contrats totalisant $120 907 000.

On prévoit que les travaux hydro-électriques proprement dits, dont la *Société d'énergie de la Baie James* (voir la note 12 aux états financiers consolidés) est responsable, débuteront à l'automne de 1973 par le percement des galeries de dérivation à LG-2, où les premiers groupes d'une centrale de 4 410 MW, qui sera la deuxième en importance au Canada après celle de Churchill Falls, devraient tourner en 1980.

Etudes en cours—Pour le compte de la *Société d'énergie*, notre direction générale du Génie a continué en 1972 de procéder aux études et aux investigations les plus urgentes aux emplacements des ouvrages à construire, surtout à LG-2, et a dressé le programme des investigations à faire en 1973. Elle a également mis en route les études de "validation" des dérivations projetées.

Le transport de l'énergie—Nous avons accéléré les études longues et complexes qui détermineront le choix de la technique la plus efficace et la plus économique à employer pour transporter vers le sud l'énergie de la baie James. L'Institut de recherche de l'Hydro-Québec, le Conseil national des recherches et d'autres groupes participent à ces études, qui se conjuguent avec des études du même genre entreprises dans l'Indiana, aux Etats-Unis.

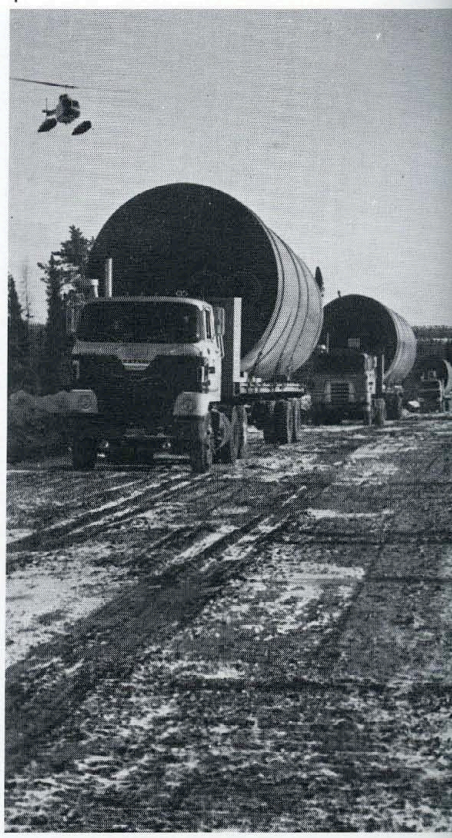
Les calculs et les essais portent sur le courant continu et sur les tensions de 1 200 à 2 000 kV en courant alternatif, le but visé étant de réduire au minimum le nombre et le coût des lignes et des postes à construire. En ce qui concerne le ou les corridors qu'emprunteront les lignes venant de la baie James, les études tiennent compte de tous les aspects sociaux, écologiques et autres que comporte le choix d'un tracé.

1 Le chemin d'hiver

2 L'hélicoptère rend de précieux services

3 La Grande Rivière

1



2

Les centrales de la Grande Rivière*

	Distance de Fort George	Hauteur de chute	Nombre de groupes	Puissance en mégawatts	Mise en service
	en milles	en pieds			
LG-1	23	93	8	920	1984
LG-2	73	463	9	4 410	1980-1982
LG-3	148	265	5	1 500	1982-1983
LG-4	288	400	4	1 500	1983

*Les études en cours pourront modifier certains de ces chiffres.

Le chantier de Manic 3

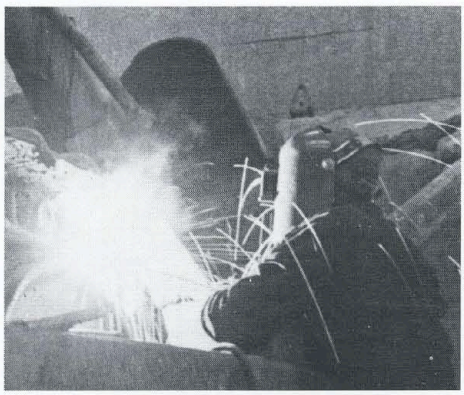
Les travaux ont franchi d'importantes étapes en 1972 au chantier de Manic 3, où les six groupes d'une centrale de 1 183.2 MW doivent être mis en service de décembre 1975 à octobre 1976. Les principaux ouvrages à réaliser sont un barrage en matériaux meubles qui aura un volume de 11 millions de verges cubes et une hauteur de 353 pieds, une centrale souterraine et un barrage auxiliaire en béton qui servira à boucher une vallée sur la rive gauche et dont feront partie la prise d'eau, le déversoir et la passe à billes.

On a parachevé la double membrane de béton, surmontée d'une galerie de visite, qui empêchera l'eau de s'infiltrer sous le barrage principal à travers les alluvions dont est remplie la gorge profonde de 430 pieds sous le lit de la rivière. Cet ouvrage surpasse tout ce qui s'est fait de comparable ailleurs. Le double écran est formé de pieux et de panneaux jointifs coulés dans des trous de forage pénétrant jusqu'à deux pieds dans le roc de fondation. Quant au barrage lui-même, 1 350 000 verges cubes de matériaux ont été mises en place et la construction va durer jusqu'à la mise en eau de la retenue en 1975.

L'excavation des conduites forcées, de la galerie des transformateurs, de la chambre d'équilibre et de la galerie de fuite était terminée à la fin de l'année et on achevait d'excaver la caverne de la centrale. Les travaux de bétonnage sont déjà amorcés et se poursuivront en 1973.

A Manic 5, où les derniers groupes d'une centrale de 1 292 MW ont été mis en service en 1971, les travaux de finition des ouvrages permanents ont été complétés. Les travaux de "l'aménagement paysager" se poursuivront en 1973 et auront pour effet de situer l'un des plus beaux barrages du monde dans un décor attrayant.

La direction générale de la Construction a exécuté des travaux à plusieurs autres endroits en 1972, les effectifs employés touchant une pointe de 2 520 hommes au cours de l'année, y compris 2 035 à Manic 3.



Manic 3:
scènes de la grande activité qui règne sur le chantier.

Le réseau de transport

Plus de 950 milles de circuits aux tensions variant de 735 à 120 kV* se sont ajoutés en 1972 à notre réseau de transport et de répartition, la puissance de transformation des postes alimentés par ce réseau s'est accrue d'environ 7 350 MVA** et nous avons adapté quatre autres centrales à l'exploitation par télécommande.

La deuxième ligne à 735 kV construite pour transporter l'énergie produite par la centrale de Churchill Falls a été mise en service entre le point de livraison et le poste Micoua (265 milles). La troisième et dernière ligne doit être mise en service à son tour en août 1973 entre le point de livraison et le poste Manicouagan (255 milles). Le point de livraison, où nos lignes se raccordent avec celles de la *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited*, est situé à 152 milles au nord de Septlles et à 126 milles à l'ouest de la centrale.

Une autre ligne à 735 kV a été terminée entre le complexe Manicouagan-Les Outardes et la région de Québec. Cette ligne, qui passe par l'intérieur des terres, est longue de 268 milles et relie le poste Micoua au nouveau poste Jacques-Cartier près de Québec. Le poste Jacques-Cartier a été raccordé à la ligne à 735 kV joignant le poste Laurentides (Québec) au poste Duvernay près de Montréal.

Entre les postes Manicouagan et Lévis, nous avons commencé la construction d'une troisième ligne (235 milles) dont la mise en service est prévue pour le 1er octobre 1973.

Au palier de 315 kV, le tronçon de 61 milles qui manquait pour compléter la ligne à double terne entre Lévis et Matapédia (260 milles) a été mis en place. Au poste Matapédia, cette ligne alimente maintenant deux transformateurs de 500 MVA chacun. Deux des circuits à 230 kV rayonnant du poste Matapédia fournissent de l'énergie au Nouveau-Brunswick et les autres alimentent les nouveaux postes gaspésiens de Cascapédia (New Richmond) et de Micmac (Chandler), respectivement situés à 60 et 123 milles à l'est de Matapédia le long de la baie des Chaleurs.

A Montréal, le nouveau poste Aqueduc, établi pour aider à rencontrer l'augmentation des besoins d'électricité de la métropole, a trois transformateurs de 408 MVA chacun et est alimenté par une nouvelle ligne à double terne, à 315 kV, venant de Laprairie (12 milles), où l'un des deux ternes est raccordé à une ligne à 735 kV venant de Boucherville. Cette dernière ligne fonctionnera à 315 kV jusqu'en 1977 et sera alors prolongée jusqu'au nouveau poste à 735 kV (Hertel) prévu dans cette région.

Près de Donnacona, dans la région de Québec, le nouveau poste Leneuf est alimenté par une ligne à 315 kV allant de Charlesbourg à Montréal et pourvu de deux transformateurs à 125 MVA.

L'environnement—De nouveau, nous avons pu nous soustraire à l'obligation de construire des lignes additionnelles en augmentant à peu de frais la capacité de transport de quelques lignes existantes, ce qui protège l'environnement, surtout en milieu urbain. Ce relèvement de la capacité s'obtient en retensionnant les conducteurs par endroits pour que l'élongation additionnelle produite par un courant plus considérable n'entraîne aucune diminution inacceptable de l'espace libre entre les conducteurs et le sol.

Télécommande et télécommunications—Les quatre centrales converties à l'exploitation par télécommande en 1972 sont celles d'Outardes 4, Outardes 3 et Manic 5, télécommandées du poste Manicouagan, et la centrale de La Trenche, télécommandée de La Tuque. Les autres centrales déjà asservies à la télécommande sont Rapide 2, Rapide 7, Rapide-des-Iles, Première-Chute, Shawinigan 2, Saint-Narcisse et Manic 1. Au 31 décembre, les puissances de production commandées à distance formaient un total de 3 574 MW, soit 32% de toute la puissance installée.

Parmi les postes, seul celui de Chaudière a été converti à l'exploitation par télécommande au cours de l'année, mais des dispositifs de commande à distance sont en cours d'installation dans les postes Montagnais, Arnaud, Beauharnois, Matapédia, Saint-Maxime et Mercier. Au 31 décembre, le nombre des postes de toutes catégories asservis à la télécommande s'établissait à 138.

L'expansion de notre réseau de télécommunications va de pair avec celle du réseau de transport et de répartition et nous avons établi en 1972 un total d'environ 1 771 milles de circuits, dont 335 milles de circuits hertziens, surtout pour relier les nouveaux postes au réseau principal et pour assurer la protection des nouvelles lignes. La liaison hertzienne provisoire mise en service entre Matagami et Fort George sera suivie en 1974 d'une liaison à 300 circuits pour les besoins des chantiers de construction puis, en 1979, d'une liaison de grande capacité pour l'exploitation des centrales de la Grande Rivière.

L'automatisation—Tout le réseau de l'Hydro-Québec continue de s'adapter aux techniques avancées d'exploitation et de surveillance qui s'imposent avec l'augmentation du nombre, de la longueur et des charges de nos lignes de transport et de répartition.

Les travaux d'ingénierie du nouveau centre provincial de dispatching qui sera mis en service en 1975 dans le nouveau complexe de la Place Desjardins, auprès du Siège Social à Montréal, ont débuté au cours de l'année. Le nouveau centre provincial fera largement appel aux ordinateurs pour optimiser l'utilisation des réserves d'eau, programmer la production des centrales, répartir les mouvements d'énergie et surveiller le comportement du réseau principal. Il y aura également sept nouveaux centres régionaux de dispatching: Grand Montréal (Place Desjardins), Manicouagan, Québec, Shawinigan, Hull, Rouyn et Rimouski.

*KV=kilovolt=1 000 volts

**MVA=mégavoltampère=1 000 kilovoltampères

L'expansion du réseau de transport

	Nombre de milles ajoutés en 1972	Longueur totale au 31 déc. 1972
Circuits aériens		
735 kV	536	2 016
345 kV		136
315 kV	165	3 098
230 kV	99	1 811
161 kV	58	872
120 kV	88	3 289
Circuits souterrains		
120 kV ou plus	6	74
Total	**952**	**11 296**

Le réseau de distribution

L'expansion et le renforcement du réseau de distribution ont coûté $66 972 000 en 1972, ce qui dépasse de $11 909 000 ou de 21.6% les immobilisations de l'année précédente.

Depuis 1963, la valeur immobilisée des installations servant à distribuer l'électricité dans le territoire a doublé, passant de $464 156 000 à $915 579 000, ce qui s'explique autant par le relèvement des critères de construction et l'amélioration du réseau que par l'augmentation du nombre des abonnés et de leurs besoins.

Au cours de l'année, le raccordement des nouveaux abonnés a exigé une dépense de 25 millions de dollars en prolongements et en additions.

Nous avons mis en service 15.4 milles de nouveaux circuits à 44 et 69 kV et 905 milles de nouveaux circuits variant de 4 à 25 kV. Au 31 décembre, le réseau de distribution comptait 43 387 milles de circuits à 25 kV ou moins, et 643 milles de circuits à 34.5 kV. C'est un réseau beaucoup plus fortement structuré qu'en 1963. Il y a 10 ans, il n'y avait que quelques milles de circuits à 25 kV, mais une pléthore de circuits fonctionnant à des tensions de plus en plus insuffisantes. Aujourd'hui, le tiers du réseau de distribution est exploité à 25 kV et cette proportion va en augmentant.

La longueur totale des circuits de distribution souterraine a été portée à 1 371 milles par la mise en service de 25 milles de nouveaux circuits souterrains à beaucoup d'endroits dans la province. Une forte partie de ces nouveaux circuits alimentent de nouveaux abonnés qui sont directement ou indirectement appelés à payer la différence de coût.

Dans plusieurs régions, l'Hydro-Québec s'efforce d'implanter la distribution dite aéro-souterraine, qui est très esthétique et moins onéreuse pour l'abonné que la distribution entièrement souterraine. Cette méthode consiste à utiliser d'élégants poteaux de béton qui sont dépourvus de traverses et de haubans et qui sont creux. Les fils basse tension sont invisibles; en quittant le transformateur, ils passent par l'intérieur du poteau et se rendent aux maisons par voie souterraine.

Nous desservons un territoire de 55 000 milles carrés et la possibilité d'intervenir rapidement en cas de besoin, et avec les moyens voulus, sur n'importe quel point du réseau revêt une importance capitale. Depuis 1963, le nombre des centres de service a été porté à 52 pour cette raison. Au 31 décembre, nous avions de répartis entre ces 52 endroits, 170 équipes de service et de dépannage et 380 équipes d'entretien et de construction, soit un total de 1 480 hommes. Ces équipes utilisent les techniques les plus modernes et disposent pour se déplacer de plus de 400 véhicules dont la plupart sont pourvus du radiotéléphone et qui comprennent 109 camions à nacelle. A ces effectifs s'ajoutent 280 équipes mobiles d'entrepreneurs comptant 750 hommes.

Lors d'une désastreuse tempête de verglas qui s'est abattue sur la région Laurentides le 22 mars, privant 50 000 abonnés d'électricité, 215 de ces équipes se sont rapidement concentrées sur les lieux et ont réussi à rétablir entièrement le service en moins d'une semaine, ce qui a coûté un million de dollars.

1

2

1 Transformateur sur poteau de béton.

2 Travail sur ligne sous tension.

Le réseau de distribution

L'expansion et le renforcement du réseau de distribution ont coûté $66 972 000 en 1972, ce qui dépasse de $11 909 000 ou de 21.6% les immobilisations de l'année précédente.

Depuis 1963, la valeur immobilisée des installations servant à distribuer l'électricité dans le territoire a doublé, passant de $464 156 000 à $915 579 000, ce qui s'explique autant par le relèvement des critères de construction et l'amélioration du réseau que par l'augmentation du nombre des abonnés et de leurs besoins.

Au cours de l'année, le raccordement des nouveaux abonnés a exigé une dépense de 25 millions de dollars en prolongements et en additions.

Nous avons mis en service 15.4 milles de nouveaux circuits à 44 et 69 kV et 905 milles de nouveaux circuits variant de 4 à 25 kV. Au 31 décembre, le réseau de distribution comptait 43 387 milles de circuits à 25 kV ou moins, et 643 milles de circuits à 34.5 kV. C'est un réseau beaucoup plus fortement structuré qu'en 1963. Il y a 10 ans, il n'y avait que quelques milles de circuits à 25 kV, mais une pléthore de circuits fonctionnant à des tensions de plus en plus insuffisantes. Aujourd'hui, le tiers du réseau de distribution est exploité à 25 kV et cette proportion va en augmentant.

La longueur totale des circuits de distribution souterraine a été portée à 1 371 milles par la mise en service de 25 milles de nouveaux circuits souterrains à beaucoup d'endroits dans la province. Une forte partie de ces nouveaux circuits alimentent de nouveaux abonnés qui sont directement ou indirectement appelés à payer la différence de coût.

Dans plusieurs régions, l'Hydro-Québec s'efforce d'implanter la distribution dite aéro-souterraine, qui est très esthétique et moins onéreuse pour l'abonné que la distribution entièrement souterraine. Cette méthode consiste à utiliser d'élégants poteaux de béton qui sont dépourvus de traverses et de haubans et qui sont creux. Les fils basse tension sont invisibles; en quittant le transformateur, ils passent par l'intérieur du poteau et se rendent aux maisons par voie souterraine.

Nous desservons un territoire de 55 000 milles carrés et la possibilité d'intervenir rapidement en cas de besoin, et avec les moyens voulus, sur n'importe quel point du réseau revêt une importance capitale. Depuis 1963, le nombre des centres de service a été porté à 52 pour cette raison. Au 31 décembre, nous avions de répartis entre ces 52 endroits, 170 équipes de service et de dépannage et 380 équipes d'entretien et de construction, soit un total de 1 480 hommes. Ces équipes utilisent les techniques les plus modernes et disposent pour se déplacer de plus de 400 véhicules dont la plupart sont pourvus du radiotéléphone et qui comprennent 109 camions à nacelle. A ces effectifs s'ajoutent 280 équipes mobiles d'entrepreneurs comptant 750 hommes.

Lors d'une désastreuse tempête de verglas qui s'est abattue sur la région Laurentides le 22 mars, privant 50 000 abonnés d'électricité, 215 de ces équipes se sont rapidement concentrées sur les lieux et ont réussi à rétablir entièrement le service en moins d'une semaine, ce qui a coûté un million de dollars.

1

2

1 Transformateur sur poteau de béton.

2 Travail sur ligne sous tension.

L'Institut de recherche

Une première section du laboratoire Grande Puissance de l'Institut de Recherche de l'Hydro-Québec est entrée en service vers la fin de l'année et les autres sections seront successivement terminées en 1973 et en 1974, ce qui complétera les installations du centre de recherche électrotechnique le mieux équipé en Amérique du Nord.

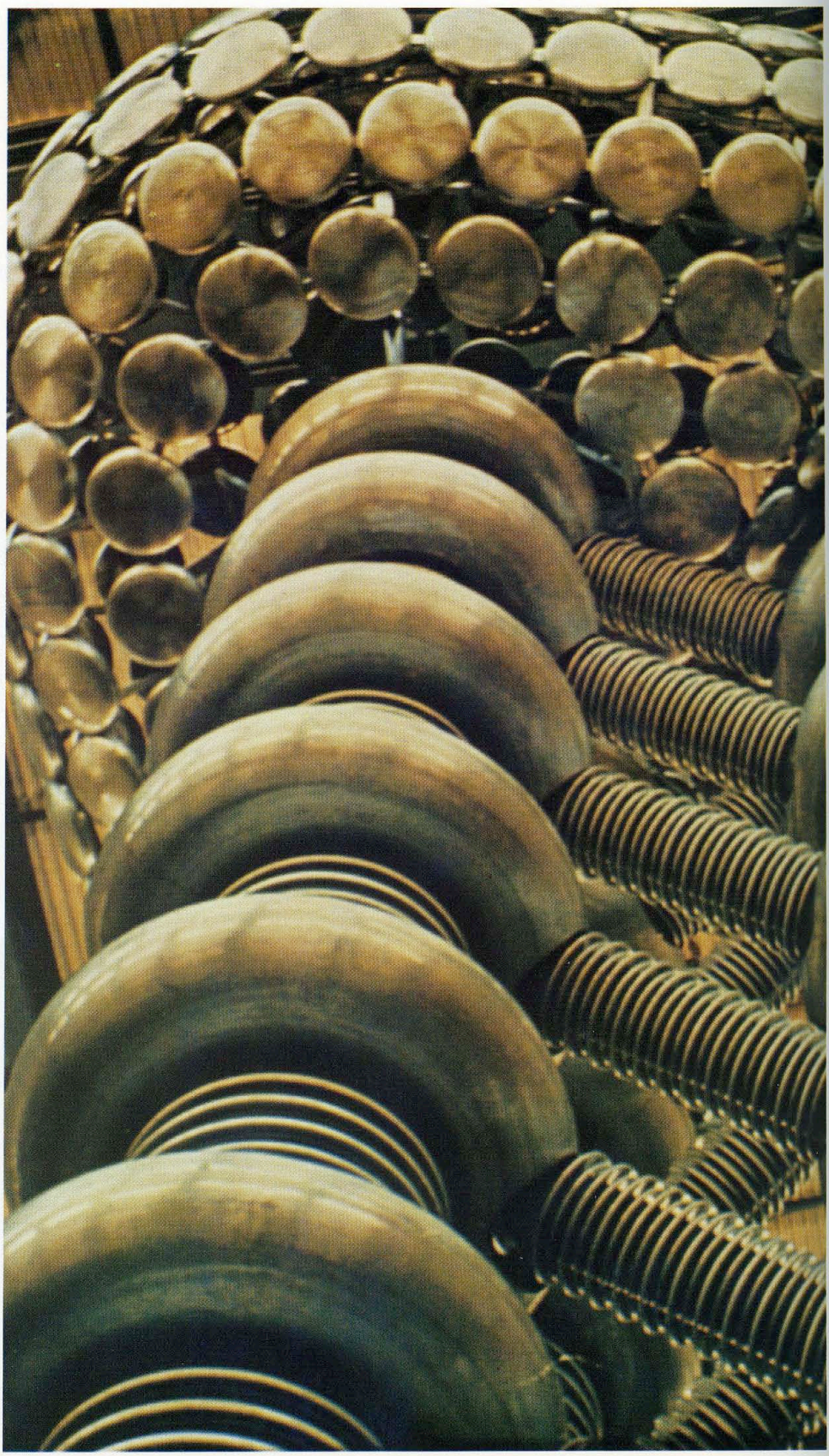
Le laboratoire Haute Tension, dont le grand hall d'essais a une superficie de 60 000 pieds carrés et une hauteur de 168 pieds, a connu sa première année complète de fonctionnement et a devant lui un calendrier déjà très chargé d'essais à effectuer tant pour le compte de l'Hydro-Québec que pour d'autres services d'électricité et des manufacturiers d'appareillage électrique.

En plus de continuer de collaborer avec l'industrie québécoise et canadienne en 1972, l'IREQ a obtenu des contrats de recherche et d'essais pour des clients étrangers; de nombreux autres contrats sont au stade des négociations et les services de l'Institut ont été retenus à titre consultatif par des organismes d'Etat et autres au Brésil, en Espagne et aux Etats-Unis.

L'IREQ participe aux études en cours pour déterminer la technique la plus économique et la plus efficace à employer pour transporter l'énergie électrique de la baie James vers les centres urbains. Son personnel scientifique prend une part très active, en particulier, aux expériences en cours aux îles de la Madeleine, où l'on a construit une ligne expérimentale pour étudier les effets de vibrations provoqués par le vent sur des faisceaux de 4, 6, 8 et même 10 conducteurs.

L'Institut a également participé à l'installation et à la mise sous essai de six modules de piles à combustible au Centre de service de La Canardière, dans la banlieue de Québec. Ces piles pourraient éventuellement remplacer les groupes électrogènes diésels dans les localités isolées. Parmi les nombreux autres programmes de recherche entrepris par l'IREQ figurent des travaux sur les plasmas, qui pourraient éventuellement déboucher sur la technologie de la fusion thermonucléaire, et on a procédé au cours de l'année à l'installation de l'appareillage requis pour faire des essais de matériaux aux températures cryogéniques.

Au 31 décembre, le personnel scientifique, technique, administratif et auxiliaire de l'IREQ comprenait 253 personnes.



Le personnel

Des négociations se sont poursuivies pendant toute l'année avec trois formations du *Syndicat canadien de la fonction publique* groupant plus de 8 200 employés de l'Hydro-Québec en vue du renouvellement de conventions expirées le 31 décembre 1971, et ont occasionné deux arrêts de travail, l'un de deux jours en juin et l'autre de neuf jours en novembre.

(De nouvelles conventions couvrant la période du 1er janvier 1972 au 31 décembre 1975 ont été signées avec ces trois groupes le 13 février 1973.)

D'autres négociations ont débuté en novembre avec le *Syndicat des ingénieurs de l'Hydro-Québec*, régissant 527 ingénieurs professionnels sur un total d'environ 880, en vue du renouvellement d'une convention expirant le 31 décembre. Une nouvelle convention portant sur la période du 1er janvier 1972 au 11 juillet 1973 a été conclue avec le syndicat représentant 172 contremaîtres des chantiers Manicouagan-Les Outardes.

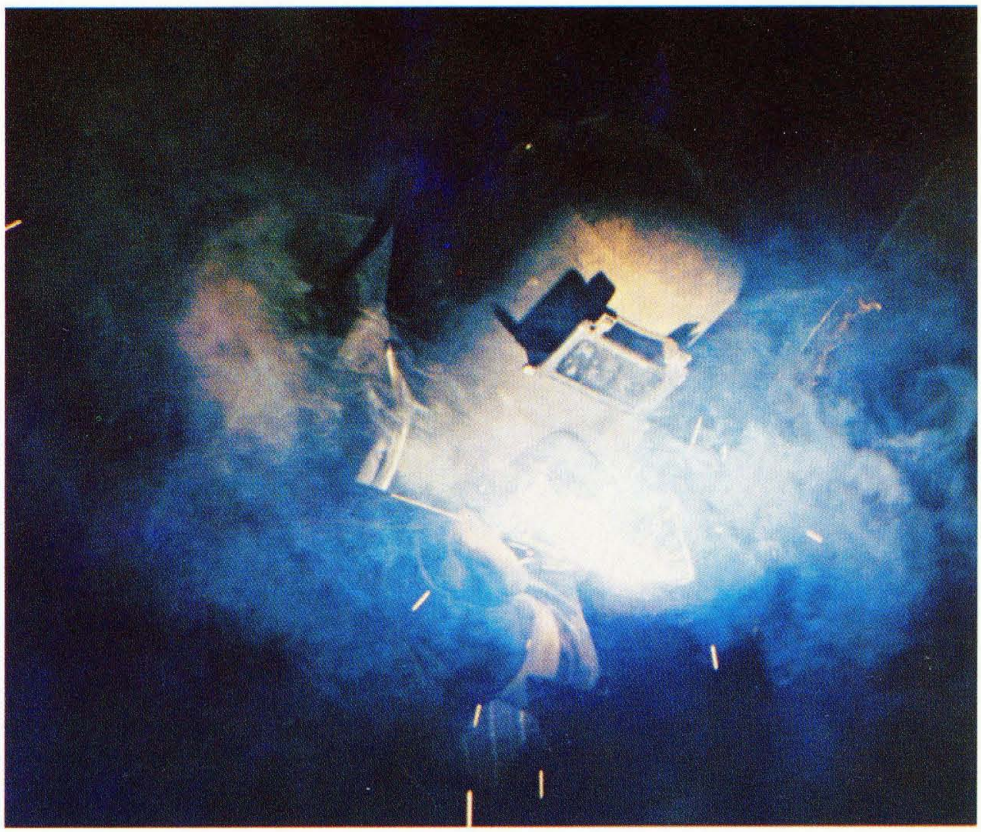
Des formules adoptées pour relever les rentes de certaines catégories de retraités à même le budget d'exploitation, sans modifier les régimes de retraite et sans nécessiter de cotisations supplémentaires sont entrées en vigueur le 1er janvier. Ces suppléments se sont élevés en 1972 à $1 525 000 et 2 017 retraités en ont bénéficié.

Au cours de l'année, 69 retraités sont décédés. Parmi les employés permanents, 126 ont pris leur retraite, 36 sont décédés et 292 sont partis pour diverses raisons.

Au 31 décembre, le nombre des employés permanents, en excluant le personnel des chantiers, s'établissait à 12 627, soit 382 de plus que l'année précédente. Les traitements et salaires versés au cours de l'année, sans compter les avantages sociaux, s'élèvent à $144 283 000, au regard de $129 673 000 en 1971.

La moyenne des effectifs employés sur les chantiers est de 1 689 pour l'année, contre 2 104 en 1971, et les salaires versés s'élèvent à $21 033 000, contre $24 840 000 l'année précédente.

1



2

1 Soudeur au travail

2 **Le Service de la clientèle**—Les abonnés de l'Hydro-Québec qui ont des affaires à traiter ou des renseignements à demander sont maintenant dirigés vers les spécialistes du nouveau Service de la clientèle, qui s'occupent exclusivement d'eux. Ces spécialistes reçoivent une formation qui leur permet d'agir comme agents de liaison entre l'Hydro-Québec et les abonnés et de représenter ceux-ci à l'intérieur de l'entreprise.

Hydro-Québec Rapport annuel 1972

États financiers et statistiques

Rapport des vérificateurs 30

État consolidé des revenus et dépenses 31

Bilan consolidé 32

État consolidé des réserves 34

État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds 35

Notes aux états financiers consolidés 36

Sommaire des revenus et dépenses consolidés 42

Ventes et revenus consolidés de cinq ans 43

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1971 44

Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite 45

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec 46

Rapport des vérificateurs

Nous avons examiné le bilan consolidé de la Commission hydroélectrique de Québec et de ses filiales au 31 décembre 1972 ainsi que les états consolidés des revenus et dépenses, des réserves et de provenance et d'utilisation des fonds pour l'année terminée à cette date. Notre examen a comporté une revue générale des procédés comptables ainsi que les sondages des registres comptables et autres preuves à l'appui que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

A notre avis, les opérations de la Commission au cours de l'année ont été conformes à la Loi d'Hydro-Québec et ces états financiers consolidés, formant le rapport de la Commission, présentent fidèlement la situation financière de la Commission et de ses filiales au 31 décembre 1972 ainsi que les résultats de leur exploitation et la provenance et l'utilisation de leurs fonds pour l'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus, lesquels ont été appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

Montréal, Canada
le 9 mars 1973

H. Marcel Caron, C.A.
de Clarkson, Gordon & Cie
Comptables agréés

Samson, Bélair, Côté, Lacroix
et Associés
Comptables agréés

État consolidé des revenus et dépenses

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

		1972	1971
Revenus	Ventes d'électricité (note 2)	$561 145	$518 314
	Augmentation du revenu non facturé	7 449	5 963
		568 594	524 277
	Autres revenus d'exploitation (net)	11 554	11 282
		580 148	535 559
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses	172 300	149 897
	Provision pour renouvellements (amortissement) (note 10)	70 030	64 103
	Impôt provincial sur énergie produite	29 882	29 057
	Taxes scolaires et municipales	18 875	19 070
	Achat d'énergie (note 4)	34 446	15 738
		325 533	277 865
Revenu net d'exploitation		**254 615**	257 694
Autres revenus	Revenu net sur placements	10 573	10 094
	Profit net sur rachat d'obligations (note 6)	7 561	9 547
Revenu avant intérêt		**272 749**	277 335
Intérêt	Intérêt sur dette à long terme	191 511	167 800
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	4 636	8 007
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 524	3 311
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	(25 825)	(29 535)
		173 846	149 583
Revenu net avant intérêt sur réserves		98 903	127 752
	Intérêt sur réserves (note 9)	68 487	57 250
Disponible pour réserves		**$ 30 416**	$ 70 502
Provision pour réserves (note 9)	Éventualités	—	$ 36 203
	Stabilisation des tarifs	$ 4 653	10 485
	Amortissement du capital engagé	25 763	23 814
		$ 30 416	$ 70 502

Voir notes ci-jointes

Bilan consolidé (note 1)

(en milliers de dollars)
au 31 décembre

	Actif	1972	1971
Immobilisations	Propriétés et outillage, au coût:		
	En exploitation	$4 598 781	$4 250 783
	Moins réserve pour renouvellements (amortissement) (note 10)	877 832	815 420
		3 720 949	3 435 363
	Construction en cours	465 021	411 304
		4 185 970	3 846 667
	Équipement de construction, d'exploitation et divers, au coût, moins amortissement	28 884	23 542
		4 214 854	3 870 209
Disponibilités	Encaisse et placements à court terme, au coût	39 201	34 543
	Comptes à recevoir (note 2)	80 126	59 361
	Revenu non facturé	49 876	42 427
	Matériaux et fournitures, au coût	30 748	27 714
	Frais payés d'avance	4 730	5 454
		204 681	169 499
Autre actif	Placements, au coût (note 3)	132 135	132 190
	Escompte et frais d'émission sur obligations, moins amortissement	53 147	50 442
	Comptes à recevoir	9 133	10 040
	Coût reporté sur achat d'énergie, moins amortissement (note 4)	26 421	16 658
		220 836	209 330
		$4 640 371	$4 249 038

	Passif et réserves	1972	1971
Dette à long terme	Obligations—garanties par la province de Québec (notes 5 et 7)	$3 172 013	$2 875 894
	Moins fonds d'amortissement (notes 5 et 6)	51 254	53 825
		3 120 759	2 822 069
	Prime nette de change (note 7)	80 773	81 364
		3 201 532	2 903 433
	Autre dette à long terme (note 8)	27 217	24 832
		3 228 749	2 928 265
Billets à payer	Billets à payer en deçà d'un an	**70 067**	98 045
Exigibilités	Avances bancaires	19 344	21 959
	Comptes à payer et frais courus	110 860	94 851
	Intérêt couru	60 785	54 110
		190 989	170 920
Autre passif	Indemnités—accidents de travail	2 523	2 431
	Dépôts et avances des abonnés	8 307	8 544
		10 830	10 975
Réserves (note 9)	Éventualités	454 300	426 252
	Stabilisation des tarifs	203 419	186 495
	Amortissement du capital engagé	482 017	428 086
		1 139 736	1 040 833
		$4 640 371	$4 249 038

Pour la Commission:
(signé) Roland Giroux
(signé) Paul Dozois

Montréal, le 9 mars 1973

(signé) E.-A. Lemieux
directeur général
Finance et Comptabilité

Voir notes ci-jointes

État consolidé des réserves

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

	1972				1971
	Éventualités	Stabilisation des tarifs	Amortissement du capital engagé	Total	Total
Solde—1er janvier	$426 252	$186 495	$428 086	$1 040 833	$ 913 081
Plus:					
Intérêt sur réserves (note 9)	28 048	12 271	28 168	68 487	57 250
Provisions provenant du revenu consolidé	—	4 653	25 763	30 416	70 502
Solde—31 décembre	**$454 300**	**$203 419**	**$482 017**	**$1 139 736**	$1 040 833

Voir notes ci-jointes

COMMISSION HYDROÉLECTRIQUE DE QUÉBEC ET SES FILIALES

État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

	1972	1971
Provenance des fonds		
Exploitation de l'année		
Revenu net avant intérêt sur réserves	$98 903	$127 752
Moins:		
Profit net sur rachat d'obligations	7 561	9 547
	91 342	118 205
Plus		
Provision pour renouvellements (amortissement)	70 030	64 103
Amortissement de l'équipement d'exploitation	5 001	4 131
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 524	3 311
Amortissement du coût reporté sur achat d'énergie	1 783	—
	171 680	189 750
Émission d'obligations (moins escompte et frais d'émission)	374 809	334 640
Item divers (net)	5 884	10 297
	$552 373	$534 687
Utilisation des fonds		
Investissement dans les immobilisations (coût)	$423 823	$388 592
Moins		
Amortissement de l'équipement de construction	223	3 032
	423 600	385 560
Échéance de la dette à long terme	33 591	46 424
Achats d'obligations pour le fonds d'amortissement (coût)	39 954	34 889
Diminution des billets à payer	27 978	30 813
Augmentation du coût reporté sur achat d'énergie	11 546	9 290
Prime nette de change	591	769
Augmentation du fonds de roulement	15 113	26 942
	$552 373	$534 687

Voir notes ci-jointes

Notes aux états financiers consolidés

31 décembre 1972

Note 1

Principes de consolidation

Les états financiers consolidés incluent les états financiers de la Commission et ceux de toutes ses filiales, y compris, depuis le 1er janvier 1972, la Société d'énergie de la Baie James.

Note 2

Comptes à recevoir et ventes d'électricité

Les comptes à recevoir au 31 décembre 1972 et les ventes d'électricité de 1972 comprennent $7 400 000 de factures de 1972 émises en 1973, à cause de la grève des employés.

Note 3

Placements, au coût

	1972 ($'000')	1971 ($'000')
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir note 12)		
Obligations, hypothèque générale, 7½%, échéant en 2010 (valeur nominale $100 millions)	$ 90 500	$ 90 500
Actions ordinaires: Entièrement libérées	34 333	34 333
	124 833	124 833
Entreprises Gelco Ltée, billet non garanti, 4%, échéant en 1991	7 195	7 250
Placements divers	107	107
	$132 135	$132 190

Note 4

Coût reporté sur achat d'énergie, moins amortissement

En vertu d'un contrat intervenu avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir note 12) la Commission s'est engagée à payer à la Corporation une partie des frais d'intérêt sur les obligations de première hypothèque, sur les obligations d'hypothèque générale et sur d'autres dettes de ladite Corporation. A compter de 1972, ces paiements sont amortis pendant la durée du contrat et imputés au coût d'achat d'énergie.

Note 5

Obligations

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000') (note 6)
Commission hydroélectrique de Québec					
"D"	3%	1947	1973	$ 16 300	
*"K"	3½%	1953	1978	37 170 É.-U.	$13 489
*"L"	3¼%	1954	1974	20 594	725
*"M"	3½%	1955	1975	26 973	610
*"N"	3½%	1956	1981	35 732 É.-U.	11 444
*"O"	4¼%	1956	1976	17 908	100
*"P"	4¼%	1956	1981	26 164 É.-U.	6 677
*"Q"	4⅜%	1957	1977	33 343 É.-U.	1 703
*"S"	5%	1957	1975, 1982	21 230	
*"T"	3¾%	1958	1983	37 176 É.-U.	6 583
*"V"	5%	1958	1979	15 809	181
*"W"	5%	1959	1980	22 619	
*"X"	5%	1959	1984	36 307 É.-U.	
*"Y"	6%	1959	1979	19 696	
*"Z"	5½%	1960	1982	$ 27 149	
*"AA"	5½%	1960	1983	20 442	
*"AB"	5½%	1961	1985	33 374	$ 485
*"AC"	5½%	1961	1985	30 608	860
*"AD"	5½%	1962	1982	34 296	92
*"AF"	5¾%	1962	1984	44 137	
*"AG"	5%	1963	1988	259 288 É.-U.	
"AH"	4%	1963	1973	20 000	
"AI"	4½%	1963	1973	7 118	

Note 5—Obligations (suite)

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000') (note 6)
"AJ"	5%	1963	1973	12 196	
"AK"	5½%	1963	1973	5 775	
"AL"	6%	1963	1973	8 089	
*"AM"	5¼%	1963	1986	43 031	665
*"AN"	5½%, 5½%	1964	1984, 1994	34 973	
*"AO"	4½%	1964	1994	50 000 É.-U.	7 339
*"AP"	4¾%	1964	1989	42 225 É.-U.	
*"AQ"	5½%	1964	1988	52 667	
*"AR"	5½%, 5%	1965	1987, 1995	65 534	
*"AS"	4⅝%	1965	1985	47 697 É.-U.	
*"AT"	5¼%	1966	1987	47 350 É.-U.	
*"AU"	6%	1966	1991	46 397	
*"AV"	5⅜%	1966	1992	58 400 É.-U.	
*"AW"	6%	1966	1980, 1990	45 863	36
*"AX"	6¼%	1966	1991	38 975 É.-U.	
*"AY"	6¼%	1967	1993	58 500 É.-U.	
*"AZ"	6½%	1967	1978, 1990	47 437	265
*"BA"	6¼%	1967	1993	50 000 É.-U.	
*"BB"	6½%	1967	1992	50 000 É.-U.	
*"BC"	6¾%, 7%, 6% et 7%	1967	1973—1977, 1980, 1994	52 500	
*"BD"	6⅞%	1968	1989	60 000 É.-U.	
*"BE"	7½%, 7½%, 7%	1968	1973—1978, 1980, 1994	45 200	
*"BF"	7¾%	1968	1986	25 000 É.-U.	
*"BG"	7¼%	1968	1991	50 000 É.-U.	
"VA"	7¼%	1968	1974	10 000 É.-U.	
* —	6¾%	1969	1984 (150 millions de marks allemands)	40 216	
* —	7¼%	1969	1984 (100 millions de marks allemands)	27 045	
*"BH"	7¾%	1969	1974 (1990 au choix des détenteurs)	50 000	
*"BI"	8¾%	1969	1999	50 000 É.-U.	
"BJ"	8%	1969	1979 (1974 au choix des détenteurs)	20 000 É.-U.	
*"BK"	8½%	1969	1992	25 812	
*"BL"	9¾%	1969	1995	50 000 É.-U.	
*"BM"	9½%	1970	1975 (1990 au choix des détenteurs)	50 000	
*"BN"	9¼%	1970	1995	60 000 É.-U.	
*"BO"	9¼%	1970	1990	29 460	
*"BP"	9½%	1970	1997	75 000 É.-U.	
*"BQ"	9¼%	1970	1985	13 800 É.-U.	
*"BR"	8¾%	1971	1999	75 000 É.-U.	
*"BS"	8¼%	1971	1986	19 200 É.-U.	
*"BT"	7¾%	1971	1996	49 480	
*"BU"	8¾%	1971	1996	49 520	
* —	8%	1971	1986 (100 millions de marks allemands)	29 835	
*"BV"	8½%	1971	2001	75 000 É.-U.	
*"BW"	8½%	1971	1986	25 000 É.-U.	
*"BX"	7⅞%	1972	2002	100 000 É.-U.	
* —	6½%	1972	1987 (100 millions de marks allemands)	31 391	
*"BY"	8¼%	1972	1997	50 000	
*"BZ"	8¼%	1972	1993	60 000	
*"CA"	8⅜%	1972	1997	65 000	
"CB"	8¼%	1972	1996	50 000	
* —	6¼%	1972	1987 (80 millions de francs suisses)	21 021	
				$3 083 022	**$51 254**

*À fonds d'amortissement

Note 5—Obligations (suite)

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000') (note 6)
La Compagnie d'Électricité Shawinigan					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"P"	3½%	1948	1973	$ 19 369	
"Q"	3%	1950	1975	14 650 É.-U.	
"R"	4¾%	1956	1976	10 110	
"S"	5¾%	1961	1981	14 219	
				$ 58 348	
Southern Canada Power Company, Limited					
Obligations garanties par première hypothèque					
"B"	3½%	1946	1976	$ 5 330	
"C"	3½%	1948	1976	2 400	
"D"	3⅜%	1951	1981	2 500	
				$ 10 230	
Compagnie Quebec Power					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"G"	6¼%	1962	1982	**$ 12 012**	
Compagnie d'Électricité Gatineau					
Obligations garanties par première hypothèque					
"E"	3¾%	1948	1973	**$ 2 046**	
La Compagnie de Pouvoir du Bas Saint-Laurent					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"E"	4½%	1953	1973	$ 683 É.-U.	
"F"	5⅞%	1959	1984	880 É.-U.	
				$ 1 563	
Northern Quebec Power Company Limited					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"B"	5⅛%	1954	1974	**$ 162**	

Note 5—Obligations (suite)

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000') (note 6)
La Compagnie Électrique du Saguenay					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"C"	4⅞%	1953	1973	$ 930	
Obligations amortissables garanties par hypothèque générale					
"A"	5½%	1962	1982	3 700	
				$ 4 630	
Total des obligations				**$3 172 013**	**$51 254**

La Commission a émis, le 4 janvier 1973, $125 000 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "CC"—7½% datée du 1er janvier 1973 et échéant le 1er janvier 2003; le 21 février 1973, $50 000 000 d'obligations de la série "CD"—8% datée du 21 février 1973 et échéant le 21 février 1998, et le 8 mars 1973, 100 millions d'obligations de marks allemands, 6½% datées du 1er mars 1973 et échéant le 1er mars 1988.

Les obligations des filiales sont garanties par la Commission et cet engagement est garanti par la province de Québec.

Les échéances de la dette à long terme et les exigences des fonds d'amortissement pour chacune des cinq prochaines années se chiffrent à environ:

	Échéances et exigences maximales ($'000')	Échéances au choix des détenteurs ($'000')	Échéances et exigences minimales ($'000')
1973	$143 027		$143 027
1974	150 909	$ 70 000	80 909
1975	154 271	50 000	104 271
1976	95 554		95 554
1977	97 083		97 083

Note 6

Fonds d'amortissement

La Commission investit la presque totalité de ses fonds d'amortissement dans ses propres obligations et dans celles de ses filiales et comptabilise ces placements à la valeur nominale, ce qui n'est pas nécessairement représentatif du coût ou de la valeur du marché. Le profit qui en résulte, déduction faite du solde non amorti de l'escompte et des autres frais, est imputé aux revenus et dépenses. Les obligations d'une série achetées pour le fonds d'amortissement de cette même série ont été annulées.

Note 7

Prime nette de change

La dette à long terme consolidée comprend un montant de $1 593 996 000 payable en devises des États-Unis, comptabilisé à un taux de change de $1 É.-U. pour $1 canadien, et des montants de 450 millions de marks allemands et 80 millions de francs suisses comptabilisés aux taux de change en vigueur lors des emprunts. La prime nette de change apparaissant au bilan consolidé représente l'ajustement pour conversion en devises canadiennes de la dette payable en devises des États-Unis, au taux de change en vigueur lorsque les obligations furent émises ou incluses dans les états consolidés, moins la prime applicable aux obligations rachetées pour les fonds d'amortissement.

Si la dette payable en devises étrangères était convertie en dollars canadiens aux taux de change en vigueur au 31 décembre 1972, la prime effectivement requise serait inférieure d'approximativement $76 700 000 à la prime nette de change montrée au bilan consolidé.

Notes aux états financiers consolidés
31 décembre 1972

Note 8

Autre dette à long terme

	1972 ($'000')	1971 ($'000')
L'Office de l'Électrification rurale, 1973-1993*	$ 8 427	$ 9 127
Gouvernement du Canada**	17 584	14 111
Autres dettes à long terme échéant de 1973 à 1992	1 206	1 594
	$ 27 217	$ 24 832

*Ne porte pas intérêt en autant que les conditions en sont respectées.

**Garantie par la province de Québec, billets à payer ($7^{3}/_{16}\% - 7\frac{1}{2}\% - 7^{11}/_{16}\%$) en 25 versements annuels égaux comprenant capital et intérêts commençant au plus tard le 31 mars 1975.

Note 9

Réserves

La Loi d'Hydro-Québec stipule que la Commission doit maintenir des réserves pour éventualités, pour stabilisation des tarifs et pour l'amortissement du capital engagé. Tel que requis par la Loi, chaque réserve, en plus du montant qui lui était attribué à la fin de l'année, a porté intérêt au taux moyen que la Commission paie sur ses emprunts, soit 6.58% en 1972 et 6.27% en 1971. Ces intérêts ont été imputés aux comptes de revenus et dépenses.

Note 10

Réserve pour renouvellements (amortissement)

La Commission utilise une méthode uniforme de fonds d'amortissement pour amortir ses propriétés et celles de ses filiales. Les vies utiles anticipées et les périodes correspondantes d'amortissement des principales catégories des propriétés et d'outillage en exploitation sont les suivantes:

Classe	
Centrales hydrauliques	50 ans
Turbines et alternateurs des centrales hydrauliques	40 ans
Barrages et réservoirs	50 ans
Pylônes et conducteurs des lignes de transport	50 ans
Poteaux en bois des lignes de distribution	25 ans
Conducteurs des lignes de distribution	40 ans

Note 11

Pensions

Le régime de retraite des employés de l'Hydro-Québec est un régime contributoire à prestations définies et les prestations prévues par ce régime sont garanties par la Commission. Ce régime s'applique à tous les employés de l'Hydro-Québec y compris ceux qui étaient employés des filiales avant le 1er janvier 1966 et qui sont couverts par les caisses de retraite de ces filiales pour leurs services antérieurs à cette date. Le déficit actuariel initial applicable aux services passés antérieurs à 1966 s'élevait au 31 décembre 1971 à environ $30 millions, auquel s'ajoutait un déficit d'expérience pour les services présents des années 1969 à 1971 d'environ $11 millions, le tout suivant une étude actuarielle des régimes à cette date.

Au 31 décembre 1972, la Commission avait accumulé dans ses livres une provision de $6 319 000 pour l'amortissement de ces déficits et elle versera ce montant à la Caisse de retraite en 1973, et la Commission prend à sa charge l'amortissement annuel ($2 107 000) du déficit actuariel pour services passés sur une période se terminant en 1995.

Les coûts de pension de $13 422 000 en 1972 ($11 849 000 en 1971) représentent les montants requis de la Commission pour couvrir ses contributions au Régime de rentes du Québec et à la caisse de retraite pour services présents, pour l'intérêt sur le déficit actuariel applicable aux services passés et pour l'amortissement de ce déficit actuariel sur une période finissant le 31 décembre 1995.

De plus, à compter du 1er janvier 1972, la Commission a décidé de payer des montants supplémentaires de façon à assurer un minimum de ses pensions à $1 200 par année et de façon à corriger les pensions payées ou à être payées aux retraités des filiales acquises en 1963. Le coût des services passés correspondant à ces bénéfices et non pourvu aux états financiers consolidés s'élevait à environ $32 millions au 31 décembre 1971 selon une étude actuarielle à cette date. Ce montant sera presque totalement amorti pendant une période de trente ans par des imputations annuelles aux dépenses d'exploitation, au fur et à mesure que les bénéfices seront effectivement versés. La Commission a versé $1 525 000 pour ces bénéfices en 1972.

Note 12

Les chutes Churchill

Engagements

La Commission a signé en mai 1969 un contrat pour l'achat, à partir de 1972, d'une très grande quantité d'énergie de la centrale que la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited ("CFLCo.") construit aux chutes Churchill, au Labrador, et dont la puissance nominale sera de 5 225 000 kilowatts.
CFLCo. a signé des contrats de financement à moyenne et à longue échéance qui lui permettront, prévoit-elle, avec les fonds produits par l'entreprise, de défrayer le coût entier du projet évalué originalement à $950 millions et maintenant à $937 millions. Au 31 décembre 1972, l'Hydro-Québec détenait 34.2% des actions ordinaires de CFLCo. et $100 millions de ses obligations d'hypothèque générale, le tout à un coût de $124.8 millions. Dans le cas où CFLCo. se trouverait dans l'impossibilité de se procurer ailleurs les fonds additionnels qui pourraient s'avérer nécessaires pour parachever les travaux, elle pourra exiger que l'Hydro-Québec achète des unités d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires.

Le contrat de fourniture d'énergie prévoit l'achat par la Commission, pendant une période de 40 ans à compter du parachèvement des travaux prévu pour 1976, de toute l'énergie produite aux chutes Churchill, sauf celle requise (mais n'excédant pas 12% de l'énergie produite) par Terre-Neuve. Ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues. Le prix que la Commission paiera pour cette énergie variera jusqu'à l'an 2016 et dépendra du coût définitif des travaux. On prévoit que les versements annuels de la Commission pour cette énergie varieront de $93 millions à $80 millions environ jusqu'à l'an 2016 et seront d'environ $63 millions durant les 25 dernières années. La Commission s'est également engagée à payer à CFLCo. une partie des frais d'intérêt sur les obligations de première hypothèque, sur les obligations d'hypothèque générale et sur d'autres dettes de CFLCo. La Commission prévoit que ces paiements ne dépasseront pas $15 millions par année, somme qui diminuera à mesure que les obligations et les autres dettes seront acquittées. Sous réserve de certaines limites et compensations, le contrat oblige la Commission à payer l'énergie, qu'elle l'utilise ou non. La Commission pourrait en outre être tenue de fournir des fonds supplémentaires par l'achat d'unités d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires, si d'autres fonds n'étaient pas disponibles pour le service de la dette et pour les dépenses de CFLCo.

Les deux premiers des onze groupes générateurs prévus ont commencé de produire en quantité commerciale au début de décembre 1971 et les groupes trois et quatre ont commencé en juin et juillet 1972 respectivement. La Commission a obtenu environ 6 300 000 000 kilowattheures au cours de 1972 à un coût d'environ $14 millions.

Disposant de surplus temporaire d'énergie, la Commission a signé des contrats avec The Hydro-Electric Power Commission of Ontario et avec La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick pour leur revendre des quantités importantes d'énergie jusqu'en 1977.

Baie James

En juillet 1971, le gouvernement du Québec créait la Société de développement de la Baie James pour développer les ressources naturelles dans le nord-ouest québécois et en décembre 1971, la Société d'énergie de la Baie James était créée afin de développer les ressources hydroélectriques de cette même région. La Loi d'incorporation prévoit que la majorité des actions de la Société d'énergie de la Baie James sera détenue par la Commission hydroélectrique de Québec. En février 1972, les administrateurs de la Société d'énergie de la Baie James acceptaient de la Commission une souscription pour 7 000 000 d'actions sur son capital autorisé de 10 000 000, pour un montant de $700 000 000 payable en dix ans, dont des versements de $50 000 000 dans chacune des années 1972 et 1973. Des 500 005 actions de la Société d'énergie de la Baie James en circulation au 31 décembre 1972, 499 998 sont la propriété de la Commission, 5 des membres de la Commission, 1 d'un administrateur de la Société d'énergie de la Baie James et 1 de la Société de développement de la Baie James.

En 1972 il a été décidé de commencer les travaux par la construction de quatre centrales sur la rivière La Grande, d'une puissance installée de 8 300 000 KW, à un coût actuellement estimé à $5.8 milliards. L'achèvement de cette étape initiale est prévu pour 1984.

À l'exception de la souscription au capital ci-dessus mentionné, l'étendue de la participation financière de la Commission dans ce projet ne peut être déterminée présentement.

Autres engagements

Les engagements relatifs aux contrats de construction et aux achats d'équipement se chiffrent approximativement à $296 millions au 31 décembre 1972, dont $136 millions au nom de la Société d'énergie de la Baie James.

Note 13

Litige

Au mois de mai 1972, certains chefs indiens et esquimaux ont intenté des procédures devant la Cour supérieure du district de Montréal pour faire déclarer la Loi du développement de la région de la Baie James inconstitutionnelle et ultra vires de la compétence de la Législature du Québec et aussi pour obtenir une injonction permanente aux fins d'empêcher la poursuite des travaux visés par cette loi dans le territoire de la Baie James.

Au mois de novembre 1972, des procédures en injonction interlocutoire ont été instituées pour obtenir l'arrêt des travaux jusqu'à jugement final sur les procédures en injonction principale. L'audition de la cause relativement à ces dernières procédures a commencé au début de décembre 1972 et se poursuit.

Sommaire des revenus et dépenses consolidés

(en milliers de dollars)

		1972	1971	1970	1969	1968
Revenus	Ventes d'électricité (1)	$561 145	$518 314	$478 246	$416 012	$386 942
	Augmentation du revenu non facturé	7 449	5 963	4 820	4 315	3 049
		568 594	524 277	483 066	420 327	389 991
	Autres revenus d'exploitation (net)	11 554	11 282	11 253	10 781	7 837
		580 148	535 559	494 319	431 108	397 828
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses (2)	172 300	149 897	144 344	143 704	130 050
	Provision pour renouvellements (amortissement)	70 030	64 103	58 805	51 488	45 751
	Impôt provincial sur énergie produite	29 882	29 057	27 784	23 744	22 088
	Taxes scolaires et municipales	18 875	19 070	18 182	18 091	17 999
	Achat d'énergie (3)	34 446	15 738	15 647	17 536	18 750
		325 533	277 865	264 762	254 563	234 638
Revenu net d'exploitation		**254 615**	257 694	229 557	176 545	163 190
Autres revenus	Revenu net sur placements	10 573	10 094	10 564	9 114	3 470
	Profit net sur rachat d'obligations	7 561	9 547	8 796	6 736	3 738
	Profit sur disposition des actions ordinaires de British Newfoundland Corporation, Ltd.					1 092
Revenu avant intérêt		**272 749**	277 335	248 917	192 395	171 490
Intérêt	Intérêt sur dette à long terme	191 511	167 800	148 443	130 654	117 023
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	4 636	8 007	12 721	17 962	12 761
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 524	3 311	3 190	2 899	2 526
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	(25 825)	(29 535)	(32 079)	(43 885)	(38 559)
		173 846	149 583	132 275	107 630	93 751
Revenu net avant intérêt sur réserves		**98 903**	127 752	116 642	84 765	77 739
	Intérêt sur réserves	68 487	57 250	46 910	39 284	33 852
Disponible pour réserves		**$ 30 416**	$ 70 502	$ 69 732	$ 45 481	$ 43 887
Provisions pour réserves	Éventualités	—	$ 36 203	$ 38 227	$ 18 002	$ 19 328
	Stabilisation des tarifs	$ 4 653	10 485	9 661	8 407	7 800
	Amortissement du capital engagé	25 763	23 814	21 844	19 072	16 759
		$ 30 416	$ 70 502	$ 69 732	$ 45 481	$ 43 887

(1) 1972 inclut $7 400 de factures de 1972 émises en 1973, à cause de la grève des employés.

(2) Incluant combustible $848 — 1972; $1 669 — 1971; $3 827 — 1970; $12 641 — 1969; $11 399 — 1968.

(3) Inclut $ 1 783 d'amortissement du coût reporté sur achat d'énergie.

Ventes et revenus consolidés de cinq ans

		1972	1971	1970	1969	1968
Énergie produite et achetée (en millions de kWh)	Produite (net)	55 660	54 134	52 165	46 760	43 068
	Achetée	11 560	4 200	4 001	4 298	4 660
		67 220	58 334	56 166	51 058	47 728
	Pertes et service interne	5 272	4 640	4 422	3 829	3 830
	Livrée suivant entente (net)	665	625	858	458	582
	Augmentation des ventes non facturées	887	570	274	458	246
	Ventes totales	**60 396**	52 499	50 612	46 313	43 070
Ventes d'électricité (en millions de kWh)	Service domestique et agricole	13 703	12 503	11 696	10 883	10 125
	Service commercial (inclut municipal)	10 629	9 096	6 684	5 505	4 367
	Service industriel: Énergie souscrite	22 766	22 369	24 032	23 334	22 174
	Excédentaire	1 573	439	574	819	640
	Éclairage des rues et luminaires	457	453	429	413	402
	Transport	164	164	161	164	176
	Ventes en bloc: Énergie souscrite	9 194	5 008	3 784	3 710	3 802
	Excédentaire	1 848	2 395	2 569	826	642
	Inter-services	62	72	683	659	742
	Ventes totales	**60 396**	52 499	50 612	46 313	43 070
Revenu des ventes (en milliers de dollars)	Service domestique et agricole	$203 038	$189 293	$174 231	$148 661	$139 670
	Service commercial (inclut municipal)	152 299	134 539	103 303	83 912	70 816
	Service industriel: Énergie souscrite	147 949	144 903	159 122	150 602	144 999
	Excédentaire	3 655	1 665	2 115	2 957	2 228
	Éclairage des rues et luminaires	13 437	12 720	11 586	10 346	9 629
	Transport	1 371	1 402	1 306	1 318	1 363
	Ventes en bloc: Énergie souscrite	34 469	20 046	14 921	14 383	14 714
	Excédentaire	4 722	13 510	9 588	1 844	1 285
	Inter-services	205	236	2 074	1 989	2 238
	Revenu total des ventes	**$561 145**	$518 314	$478 246	$416 012	$386 942
Nombre d'abonnements	(en fin d'année)	**1 943 119**	1 895 082	1 852 292	1 772 878	1 719 799
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	(en fin d'année)	**1 716 529**	1 669 523	1 632 393	1 568 689	1 525 380

Note: 1972 inclut 480 millions de kWh et $7 400 de factures de 1972 émises en 1973, à cause de la grève des employés.

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1972

			Le réseau consolidé (en millions de kWh)
Production brute			
Centrales hydrauliques			
Outaouais supérieur	(5 centrales)		2 326
Gatineau	Paugan	1 091	
	Autres (3 centrales)	1 292	2 383
Outaouais inférieur	Carillon	2 887	
	Autres (9 centrales)	959	3 846
Saint-Laurent supérieur	Beauharnois	11 724	
	Autre (1 centrale)	944	12 668
Saint-Maurice	La Trenche	1 476	
	Beaumont	1 372	
	La Tuque	1 258	
	Shawinigan 3	1 039	
	Autres (4 centrales)	3 738	8 883
Bersimis	Bersimis 1	4 643	
	Bersimis 2	2 385	7 028
Outardes	Outardes 3	4 022	
	Outardes 4	3 098	7 120
Manicouagan	Manic 5	5 646	
	Manic 2	4 310	
	Autres (2 centrales jusqu'à fin sept. '72 puis 1 centrale)	793	10 749
Autres rivières	(14 centrales)		669
Total	(51 centrales hydrauliques puis 50)		55 672
Centrales thermiques	Tracy	171	
	Autres (16 centrales jusqu'à fin Oct. '72 puis 15 centrales)	63	234
Production brute totale	(68 centrales puis 66)		55 906
Moins: consommation interne des centrales			246
Production totale (net)			55 660
Énergie achetée de	Alcan		3 103
	Maclaren-Quebec Power Co.		903
	Énergie atomique du Canada (Gentilly)		622
	Churchill Falls (Labrador) Corporation		6 324
	Achats divers		608
Total			11 560
Moins: livrée suivant entente (net)			665
Apport d'énergie			10 895
Débit net du réseau			66 555
Ventes totales			60 396
Augmentation des ventes non facturées			887
Pertes			5 272
Charge maximum en (MW)	Souscrite		10 423
	Excédentaire		225
	Soutien réseaux étrangers		44

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

Rapport des vérificateurs

Nous avons examiné l'état de l'actif et de la réserve de la Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec au 31 décembre 1972 et l'état des revenus et dépenses pour l'année terminée à cette date. Notre examen a comporté une revue générale des procédés comptables et tels sondages des livres et pièces comptables et autres preuves à l'appui que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement l'actif de la Caisse de retraite au 31 décembre 1972 ainsi que les revenus et dépenses pour l'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

Montréal, Canada
le 9 mars 1973

H. Marcel Caron, C.A.
de Clarkson, Gordon & Cie
Comptables agréés

Samson, Bélair, Côté,
Lacroix et Associés
Comptables agréés

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État de revenus et dépenses

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

		1972	1971
Revenus	Contributions: Employés	$ 5 020	$ 4 505
	Hydro-Québec	9 884	8 917
		14 904	13 422
	Contributions additionnelles pour services antérieurs, moins annulations	24	58
		14 928	13 480
	Moins remboursements aux employés qui ont quitté le service	286	277
		14 642	13 203
	Revenus sur placements	7 234	5 920
		21 876	19 123
Dépenses	Pensions payées	3 129	2 992
Revenu net versé au compte de réserve		**$18 747**	$16 131

Voir note ci-jointe

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État de l'actif et de la réserve

(en milliers de dollars)
au 31 décembre

		1972	1971
Actif (note)	Placements, au coût		
	Obligations de, ou garanties par la province de Québec	$ 88 476	$65 763
	Obligations de municipalités et de commissions scolaires	17 529	15 518
	Obligations du Gouvernement du Canada	336	336
	Autres obligations	150	150
	(Valeur nominale de $113 436, valeur du marché $104 526)	**106 491**	81 767
	Actions ordinaires (valeur du marché $1 202)	1 497	1 497
	Placements à court terme, garantis par la province de Québec	3 500	10 500
		111 488	93 764
	Intérêt couru sur placements	1 960	1 818
	Contributions à recevoir des employés pour années de services antérieurs	36	52
	Montant à recevoir (à payer) de l'Hydro-Québec	785	(112)
		$114 269	$95 522
Réserve			
	Solde, 1er janvier	$ 95 522	$79 391
	Revenu net de l'année	18 747	16 131
	Solde, 31 décembre	**$114 269**	$95 522

Voir note ci-jointe

Pour la Commission:
(signé) Roland Giroux
(signé) Paul Dozois

(signé) E.-A. Lemieux,
directeur général
Finance et Comptabilité

Montréal, le 9 mars 1973

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

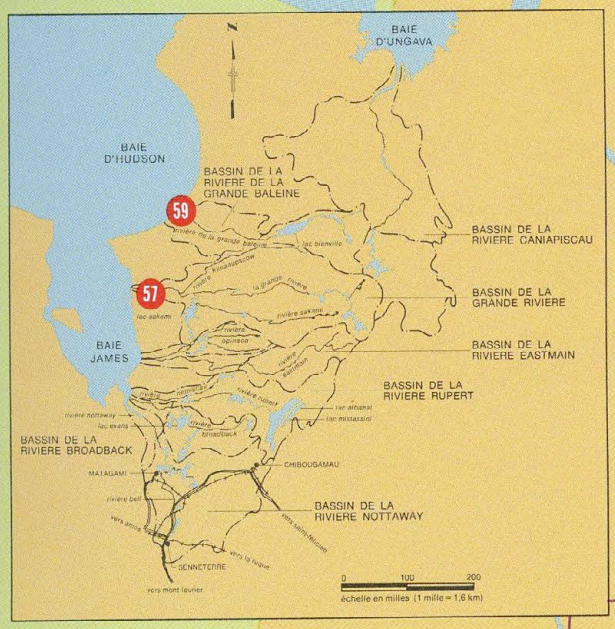
Note aux états financiers

au 31 décembre 1972

Ces états ne montrent que l'actif de la Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec et n'indiquent pas la capacité de cette Caisse à satisfaire aux obligations du Régime de retraite de l'Hydro-Québec. Ces obligations sont garanties par la Commission. Des calculs actuariels en vue de déterminer les obligations du régime au 31 décembre 1971 ont démontré un déficit actuariel initial pour services passés antérieurs à 1966 d'environ $30 millions, auquel s'ajoutait un déficit d'expérience au 31 décembre 1971 d'environ $9 millions.

Au 31 décembre 1972, la Commission avait accumulé dans ses livres une provision de $6 319 000 pour l'amortissement de ces déficits et elle versera ce montant à la Caisse de retraite en 1973, et la Commission prend à sa charge l'amortissement annuel ($2 107 000) du déficit actuariel pour services passés sur une période se terminant en 1995.

En conséquence, les contributions sont suffisantes pour défrayer le coût des services présents, l'intérêt sur le déficit actuariel pour les services passés et pour l'amortissement de ce déficit actuariel sur une période finissant le 31 décembre 1995.



Légende

- Centrales hydrauliques
- Centrales thermiques
- Centrales hydrauliques en construction
- Postes principaux
- Centrale nucléaire

Matagami
Chibougamau
Quévillon
Normétal
Figuery
Senneterre
Rouyn
Pandora
Cadillac
Provencher
Val d'Or
Louvicourt
23
21
24
27
25
63
Kipawa
Campeau
Maniwaki
42
Mont-Laurier
N.D. du Laus
12
44
46
Paquin
26
19
49
50
36
47
51
Lachute
Lafontaine
Duvernay
Île Va
Bout-de
22
30
7
28
Montréal
Laprairie
Bouch
16
1

ONTARIO

735 kV
735 kV future
345 & 315 kV
230 kV
161 kV
120 kV
QUÉBEC
Micoua
Manicouagan
Baie-Comeau
Hauterive
Arnaud
Sept-Îles
FLEUVE SAINT-LAU
Propriété d'Alcan
Lac Saint-Jean
Les Boules
Rimouski
Matapédia
Rivière-du-Loup
NOUVEAU-BRUNSWICK
Laurentides
Jacques-Cartier
Québec
Lévis
Trois-Rivières
Nicolet
Victoriaville
Thetford
Beauceville
Kingsey
Brompton
Sherbrooke
Magog
ÉTATS-UNIS

Vers Churchill Falls
ntagnais
55
60
61
58
65
56
62
43
54
ANTICOSTI
T
aspé
opper Mountain
Micmac
Chandler
TERRE-NEUVE
53
66
Îles-de-la-Madeleine
N
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD
NOUVELLE-ÉCOSSE

CENTRALES DE L'HYDRO-QUÉBEC

en service ou en construction au 31 décembre 1972

Centrales en service

Hydroélectriques

	(kilowatts)
1 — Beauharnois	1 574 260
2 — Manic 5	1 292 000
3 — Manic 2	1 015 200
4 — Bersimis 1	912 000
5 — Outardes 3	756 200
6 — Bersimis 2	655 000
7 — Carillon	654 500
8 — Outardes 4	632 000
9 — La Trenche	286 200
10 — Beaumont	243 000
11 — La Tuque	216 000
12 — Paugan	201 975
13 — Manic 1	184 410
14 — Rapide-Blanc	183 600
15 — Shawinigan 2	163 000
16 — Les Cèdres	162 000
17 — Shawinigan 3	150 000
18 — Grand'Mère	148 075
19 — Chelsea	144 000
20 — La Gabelle	123 750
21 — Rapide-des-Iles	109 890
22 — Rapides-Farmers	98 250
23 — Première-Chute	93 150
24 — Rapides-des-Quinze	89 600
25 — Rapide 7	57 000
26 — Bryson	56 000
27 — Rapide 2	48 000
28 — Rivière-des-Prairies	45 000
29 — Chute-Hemmings	28 800
30 — Hull 2	27 280
31 — Sept-Chutes	18 720
32 — Saint-Narcisse	15 000
33 — Drummondville	14 600
34 — Métis 1	6 400
35 — Pont-Arnault	5 450
36 — Chute-Bell	4 800
37 — Métis 2	4 250
38 — Saint-Alban	3 000
39 — Saint-Raphaël	2 550
40 — Sherbrooke	2 256
41 — Chute-Garneau	2 240
42 — Corbeau	2 000
43 — Magpie	1 800
44 — Rawdon	1 720
45 — Chute-Burroughs	1 600
46 — Sainte-Adèle	1 280
47 — Chute Wilson	840
48 — Anse-Saint-Jean	400
49 — High-Falls	340
50 — Thurso	275

Thermiques

	(kilowatts)
51 — Tracy	600 000
52 — Les Boules	36 000
53 — Cap-aux-Meules	13 949
54 — Havre-Saint-Pierre	6 000
55 — Blanc-Sablon	1 900
56 — Natashquan	1 750
57 — Fort George	1 100
58 — Harrington-Harbour	1 050
59 — La Baleine	1 000
60 — Saint-Augustin	1 000
61 — La Tabatière	825
62 — La Romaine	775
63 — Parent	700
64 — Ile-aux-Grues	425
65 — Johan-Beetz	355
66 — Ile-d'Entrée	295

Puissance installée dans les centrales hydroélectriques (50)	10 439 661
Puissance installée dans les centrales thermiques (16)	667 124
Puissance totale en service au 31 décembre 1972	11 106 785

Centrales en construction

67 — Manic 3 en service 1975-1976	1 183 200
68 — Outardes 2*	454 000

Centrale nucléaire

69 — Gentilly**	250 000

*Les travaux sont suspendus depuis 1968

**N'appartient pas encore à l'Hydro-Québec et est exclue du total