Hydro-Québec
Rapport annuel 1969

If you would rather have an English version
of this report, we shall
be glad to send one to you upon request.
Public Relations
Hydro-Quebec
75 Dorchester Boulevard West
Montreal 128, Quebec

Photo couverture : Claude Lavallée

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 1969.

Respectueusement soumis,

Le ministre des
Richesses naturelles,

Québec, le 10 avril 1970

Siège social:
75 ouest, boulevard Dorchester
Montréal

la commission

Le président
Roland Giroux

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

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

Le vérificateur général:
Marcel Jean, c.a.

Les directeurs:
Me Jean Boulanger, c.r.
Contentieux

Jean Lespérance
Organisation et Méthodes

Lionel Boulet, ing.
Institut de Recherche

Jean-Charles De Groote
Recherche économique

Marcel Couture
Relations publiques

la direction

Les directeurs généraux:
J.-J. Villeneuve, ing.
Production et Transport

Guy Monty, ing.
Construction

Lionel Cahill, ing.
Génie

Edmond-A. Lemieux, c.a.
Finance et Comptabilité

Alexandre Beauvais, ing.
Personnel

Maurice Saint-Jacques, ing.
Distribution et Ventes

Léo Roy, ing.
Approvisionnement

Les membres de la Commission:
de g. à d., MM. Georges Gauvreau, Yvon DeGuise,
Roland Giroux (président), Robert-A. Boyd et Paul Dozois.

Photo : Marcel Bourassa

rapport du président

L'Hydro-Québec a complété son premier quart de siècle par l'une des années les plus actives de son histoire.

Exception faite des pressions exercées chez nous comme ailleurs par l'état actuel du marché des capitaux, on pourra constater à la lecture des pages suivantes que les résultats obtenus confèrent nombre d'aspects positifs à l'année 1969.

Les services publics comme le nôtre ont eu à affronter des problèmes financiers très graves.

D'une part, la nécessité de répondre à la demande toujours grandissante des abonnés impose des investissements de plus en plus élevés à tous les fournisseurs d'électricité. D'autre part, la politique de resserrement du crédit pratiquée pour combattre l'inflation a pour effet de rendre l'accès aux capitaux d'emprunt de plus en plus difficile et de plus en plus onéreux.

Comme la plupart des autres services publics, l'Hydro-Québec a dû recourir à une majoration de ses tarifs pour sauvegarder sa situation financière devant la hausse constante des taux d'intérêt, des coûts de main-d'oeuvre et de matériaux.

Au cours de l'année, la puissance installée du réseau a été grossie de près de 1 400 000 kW par la mise en service des centrales Outardes 4 et Outardes 3. Nous avons pu franchir avec aisance la période critique de la pointe annuelle en décembre et fournir en même temps un soutien appréciable aux réseaux voisins.

L'abondance des précipitations, jointe à la production des nouvelles centrales, a permis d'accroître nos réserves d'eau et d'économiser une quantité appréciable de mazout.

La demande d'énergie souscrite a continué de croître avec vigueur. Les ventes d'électricité à la clientèle québécoise ont augmenté de 7.7%, surpassant la moyenne annuelle (7.3%) enregistrée depuis 1965.

La multiplication des installations de télécommande, les études que nous avons entreprises pour pousser aussi loin que possible l'automatisation du réseau et d'autres initiatives sont annonciatrices de nouvelles améliorations et aussi d'une plus grande sécurité de fonctionnement. Ces progrès techniques entraînent la création de nouveaux moyens de formation et de perfectionnement qui augmentent la productivité de notre capital humain.

Dans le domaine de l'action commerciale, nous avons officiellement repris un rôle traditionnel des services d'électricité en créant un service d'implantation industrielle dont les démarches étaient déjà commencées à la fin de l'année.

Le contrat que nous avons conclu avec la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited se trouve résumé dans le présent rapport. A ses avantages inhérents se superpose notre participation au financement de la CFLCo, qui a été portée en 1969 à 34.2% des actions de la compagnie.

La négociation et la signature de cette importante convention ont fait naître entre la CFLCo et l'Hydro-Québec l'une des formes de collaboration les plus ouvertes et les plus utiles qui soient entre le secteur privé et le secteur public. Aussi avons-nous été consternés par les deuils tragiques qui ont frappé le conseil et la direction de la CFLCo au cours de l'année, deuils que nous avons ressentis et partagés. Nous regrettons particulièrement la disparition de Monsieur Donald J. McParland, président et administrateur délégué de Brinco et de CFLCo, que les négociateurs de l'Hydro-Québec avaient appris à connaître et à estimer.

D'importants changements sont survenus au sein de la Commission en 1969. Après avoir dirigé les destinées de l'Hydro-Québec pendant les neuf années les plus difficiles de son existence, surtout les années qui ont suivi la nationalisation de 1963, Monsieur Jean-Claude Lessard s'est prévalu du droit de prendre sa retraite. Nous avons eu à déplorer aussi le départ de Monsieur Jean-Paul Gignac, qui avait participé lui aussi à la tâche d'intégrer les compagnies nationalisées et qui a cru devoir quitter la Commission pour consacrer tout son temps à la Société SIDBEC, dont il a la charge.

Les vides causés par ces départs ont été comblés par la nomination de deux nouveaux commissaires, Messieurs Robert-A. Boyd et Paul Dozois. Le premier fait bénéficier la Commission de la connaissance intime des structures et du fonctionnement de l'Hydro-Québec qu'il a acquise au cours de sa carrière, surtout à titre de directeur général de l'entreprise, le second, de l'expérience acquise dans la conduite des affaires provinciales et municipales.

L'évolution rapide de nos techniques de gestion et d'exploitation exige de la part de tout notre personnel des efforts réels de compréhension et d'adaptation. L'année 1969 a trouvé tous les collaborateurs de la Commission conscients de la nécessité de ces efforts et de l'enrichissement personnel qu'ils en tirent. Au nom des membres de la Commission, je tiens à leur en exprimer ici notre reconnaissance.

Le président

Montréal, 8 avril 1970

Le barrage Daniel-Johnson:
la réserve utile commence de s'accumuler
au printemps de 1970.

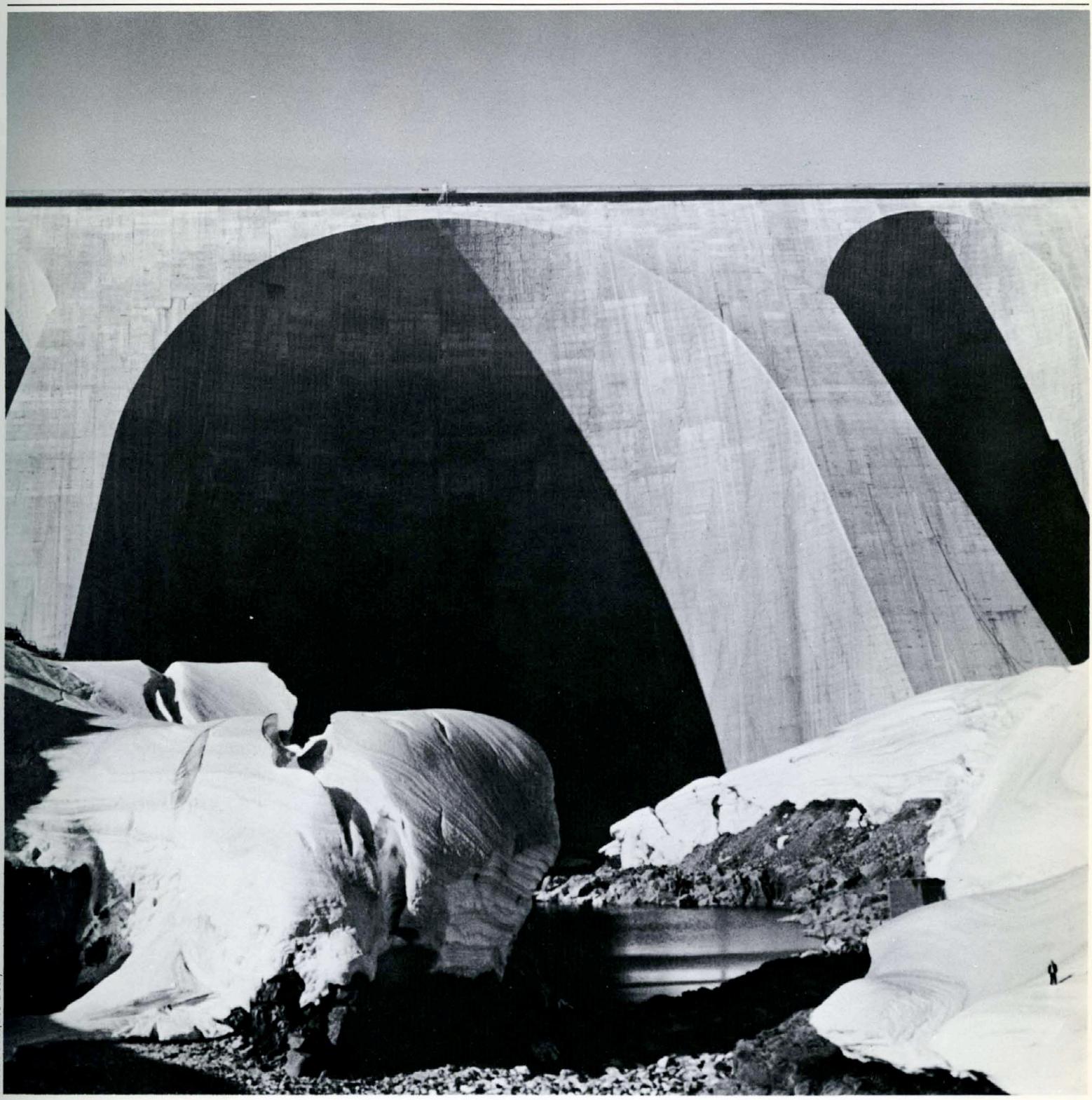


Photo : Jacques Boily

Centrale Grand'Mère: travaux d'entretien.

Photo : Marcel Bourassa

en raccourci

	1969	1968
Puissance aménagée, en kilowatts	9 808 921	8 364 673
Pointe normale de l'année des réseaux consolidés, en kilowatts	8 594 000	8 193 000
Energie disponible, en millions de kilowattheures	51 079	47 728
Revenu total des ventes d'électricité	$ 416 012 000	$ 386 942 000
Nombre total des abonnés au 31 décembre	1 761 052	1 707 773
Additions aux propriétés et outillage (brut)	$ 244 846 000	$ 268 922 000
Propriétés et outillage au prix coûtant	$ 4 012 801 000	$ 3 782 646 000
Dette à long terme (net)	$ 2 553 867 000	$ 2 347 479 000
Réserves	$ 796 439 000	$ 711 674 000

résultats financiers

Les revenus bruts de l'année s'élèvent à $431 108 000 et accusent une augmentation de $33 280 000 ou de 8.4% par rapport à 1968. L'accroissement du produit des *ventes d'électricité** ($29 070 000) rend compte des neuf dixièmes de l'augmentation et le reste provient de deux postes, le *revenu non facturé* et les *autres revenus d'exploitation*. *L'augmentation du revenu non facturé*, c'est-à-dire l'augmentation de la quantité d'énergie enregistrée "dans les compteurs" à la fin de l'année, s'établit à $4 315 000, soit $1 266 000 de plus que l'année précédente.

Les *autres revenus d'exploitation* se trouvent accrus de $2 944 000, ou de 37.6%, surtout à cause des ventes de biens excédentaires et des revenus de location, qui sont en hausse de $2 066 000.

Les dépenses

Les dépenses de l'année ressortent à $254 563 000, soit $19 925 000 ou 8.5% de plus qu'en 1968. En 1968, l'augmentation correspondante sur 1967 avait été de 11.5%.

Le principal poste de dépenses, les *frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses*, s'élève à $143 704 000 contre $130 050 000 en 1968. L'augmentation sur 1968 est de $13 654 000 ou de 10.5%.

La *provision pour renouvellements*, charge très lourde pour tous les services d'électricité, est passée de $45 751 000 à $51 488 000. Cette augmentation de 12.5% est principalement due à la mise en service des centrales Outardes 4 et Outardes 3, qui ont coûté un total de $325 657 000.

Ensemble, l'*impôt provincial sur énergie produite* et les *taxes scolaires et municipales* s'élèvent à $41 835 000, contre $40 087 000 en 1968. Les *achats d'énergie*, qui sont en partie déterminés par l'hydraulicité et la puissance de production, ont diminué de 6.5% et s'établissent à $17 536 000.

Le *revenu net d'exploitation* s'élève à $176 545 000 et surpasse de $13 355 000 ou de 8.2% celui de 1968.

Dans les *états financiers* de 1969, le profit de $6 736 000 résultant de l'achat d'obligations de l'Hydro-Québec pour le fonds d'amortissement à des prix inférieurs au pair est indiqué séparément de l'intérêt imputable sur le compte de l'exploitation. L'importance de ce profit est due aux forts taux d'intérêt actuels, qui ont pour effet de réduire la valeur marchande des obligations à faible coupon d'intérêt.

Le montant net d'intérêt imputé sur le compte d'exploitation s'établit à $98 516 000 et accuse une augmentation de 10.5% par rapport à 1968.

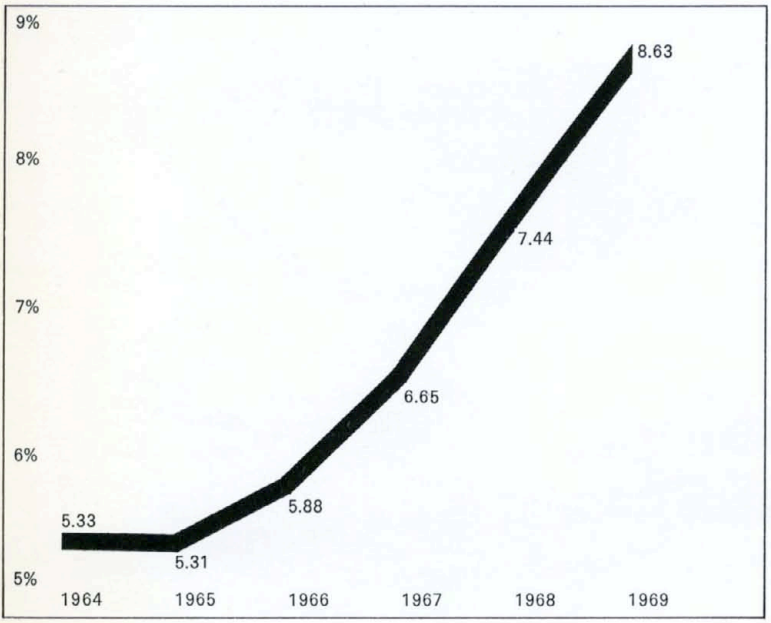
L'état des réserves

Déduction faite de l'*intérêt sur réserves*, $39 284 000, les résultats de l'année 1969 laissent apparaître un montant de $45 481 000 *disponible pour réserves*. Le total des réserves, c'est-à-dire l'avoir propre de la Commission, s'est trouvé porté à $796 439 000, ce qui représente 22.5% du capital investi, soit l'actif moins les exigibilités et le passif différé.

*Les mots en italique correspondent aux termes employés dans les États financiers et statistiques.

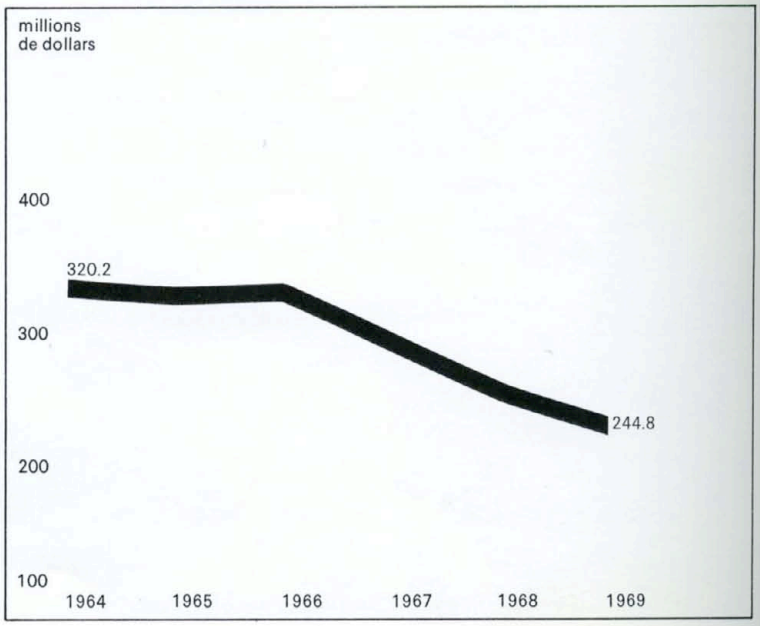
L'augmentation des taux d'intérêt

Gradation du taux effectif moyen des emprunts annuels depuis 1964.



Les immobilisations annuelles

Le contrat relatif aux chutes Churchill a temporairement pour effet de réduire les investissements dans les moyens de production.



L'autofinancement
Les ressources propres dégagées des opérations de l'année forment un total de $135 734 000, composé du *disponible pour réserves*, plus l'*intérêt sur réserves* et les autres imputations n'ayant pas entraîné de déboursés. Le *profit sur placements pour le fonds d'amortissement* ne représente pas une entrée de fonds et a été exclu du calcul des fonds produits par l'exploitation en 1969.

Les fonds disponibles ont couvert plus du tiers des besoins de trésorerie. Au cours de l'année, nous avons remboursé $39 549 000 sur la dette à long terme, versé $29 001 000 au fonds d'amortissement, acheté pour $75 000 000 d'actions et d'obligations de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited et financé les immobilisations, qui se sont élevées à $244 846 000, contre $268 922 000 en 1968.

Pour satisfaire ces exigences, la Commission a emprunté un montant équivalant à $273 848 000 en devises canadiennes par l'émission d'obligations à long terme. Le taux effectif moyen des emprunts à long terme contractés en 1969 s'établit à 8.63%, contre 7.44% en 1968 et 6.65% en 1967. Le marché des capitaux n'a fait que se détériorer tout le long de l'année: le taux effectif de la première émission à long terme, en février, était de 7.44% et celui de la dernière émission en décembre a touché 9.99%, un nouveau sommet.

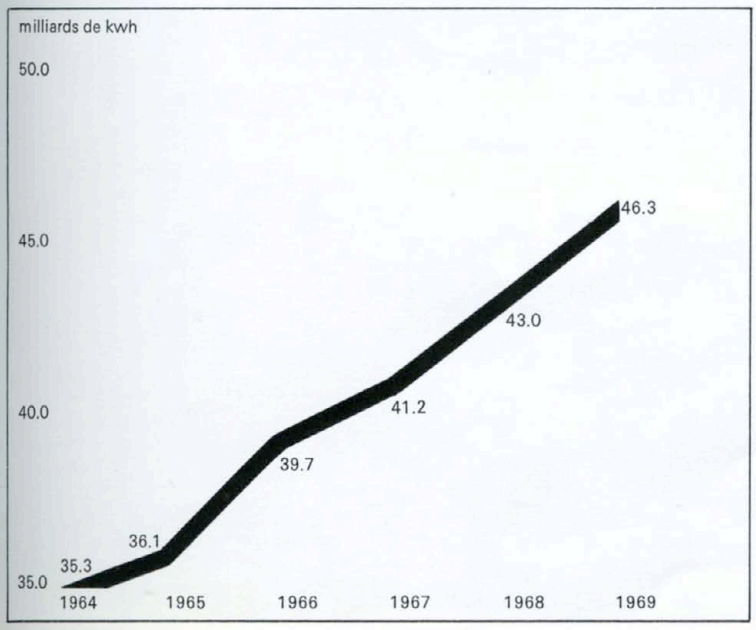
Comme lors des années précédentes, la recherche des meilleures conditions possibles a conduit la Commission jusqu'en Europe, où nous avons emprunté 250 millions de marks allemands ($67 261 000) et 20 millions d'eurodollars (E.-U.). Nous avons emprunté 100 millions de dollars américains sur le marché américain et la Caisse de dépôt et placement du Québec a été un important acheteur d'obligations de l'Hydro-Québec, ayant souscrit $22 000 000 sur une émission de $50 000 000 en février et le plein montant d'une émission de $25 000 000 en octobre.

Malgré les conditions difficiles du marché financier, la dette à court terme (*billets à payer)* a été réduite, passant de $198 568 000 à $183 892 000, et le fonds de roulement a été augmenté de $13 095 000.

Au 31 décembre, le montant net de la dette à long terme s'établissait à $2 553 867 000, contre $2 347 479 000 un an auparavant. Un peu plus de la moitié de la dette ($1 318 270 000) est remboursable en dollars américains.

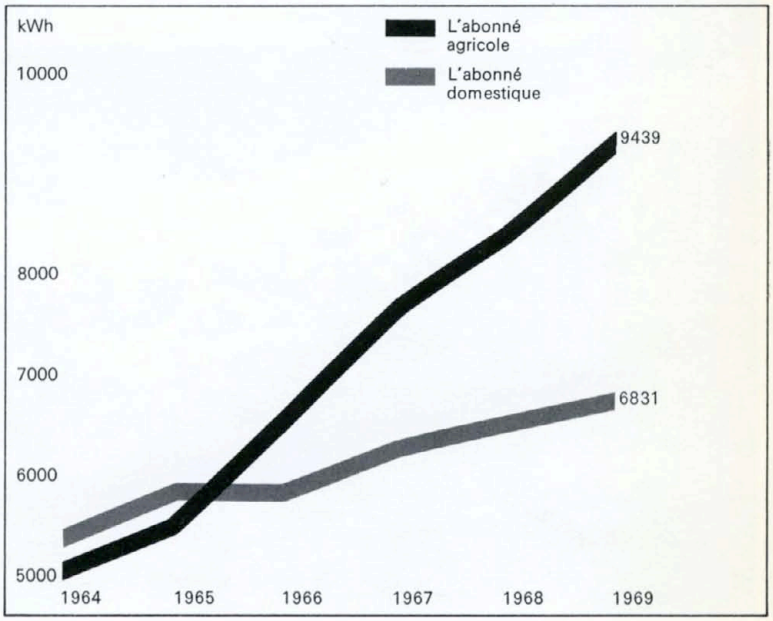
Les ventes totales d'énergie électrique

L'augmentation des ventes totales d'énergie électrique depuis 1964.



Consommation annuelle moyenne

Evolution de la consommation annuelle moyenne de l'abonné domestique et de l'abonné agricole depuis 1964.



Le stade des Expos au parc Jarry à Montréal.

Photo : Marcel Coté

évolution des ventes

Les ventes totales d'énergie se sont élevées à 46.3 milliards de kWh en volume et à $416 012 000 en recettes, accusant une augmentation de 7.5% à la fois en volume et en recettes par rapport à 1968. Les augmentations correspondantes de l'année 1968 sur l'année 1967 avaient été de 4.6% en volume et de 9.5% en recettes.

Toutes les grandes catégories de fournitures ont participé à la progression des ventes en 1969, sauf les livraisons hors province d'énergie souscrite, lesquelles ont diminué de 126 millions de kWh, mais cette baisse elle-même a résulté de l'exercice d'un droit de rappel et peut donc s'attribuer à l'augmentation des besoins d'électricité du Québec.

Les ventes provinciales

Les ventes provinciales d'énergie souscrite s'élèvent à tout près de 42 milliards de kWh en volume et à $404 027 000 en recettes, révélant des progrès de 7.7% en volume et de 7.6% en recettes par rapport à 1968. Le taux de 7.7% enregistré en 1969 surpasse le taux moyen des dernières années. En 1965, les ventes provinciales d'énergie souscrite s'élevaient à près de 31.7 milliards de kWh et elles ont progressé depuis à la cadence moyenne de 7.3% par année, un taux dont le maintien entraînerait le doublement des ventes en une dizaine d'années.

Les ventes d'énergie excédentaire, qui avaient subi de fortes compressions au cours des deux années précédentes, se sont élevées à 1.6 milliard de kWh en volume et à $4 801 000 en recettes, soit 28.3% et 36.6% de plus qu'en 1968.

Industrie et commerce

Les quelque 193 000 établissements industriels, commerciaux et autres que comprennent ensemble la catégorie dite générale et la catégorie industrielle ont consommé en 1969 un total de 28.8 milliards de kWh ($234 515 000), l'augmentation sur 1968 étant de 8.7% en volume et aussi en recettes. En 1968, les majorations correspondantes par rapport à 1967 avaient été de 6.4% en volume et de 8.2% en recettes.

L'augmentation des ventes à ces deux catégories d'abonnés a été particulièrement sensible dans les régions Richelieu, Laurentides et Matapédia.

Les usagers domestiques

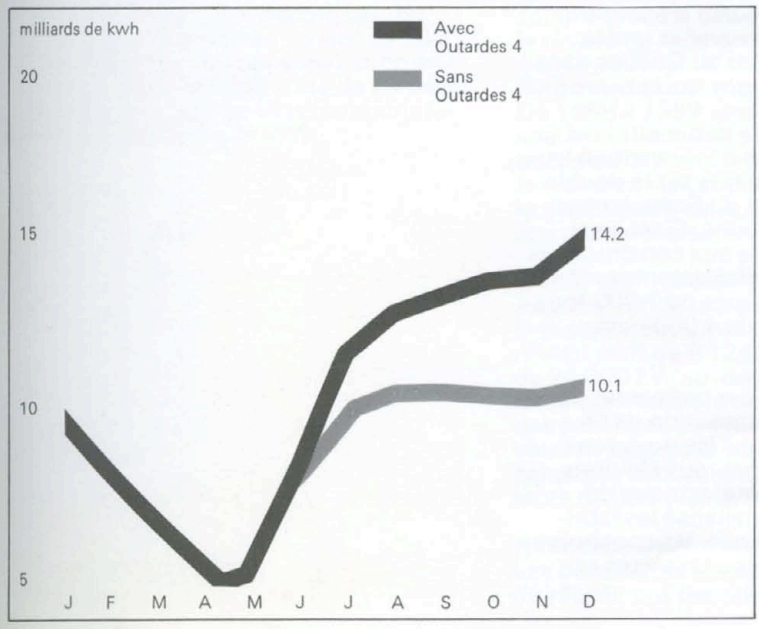
Les ventes aux abonnés domestiques ont atteint 10.1 milliards de kWh en volume et $138 090 000 en recettes, soit 7.4% et 6.5% de plus qu'en 1968. Au 31 décembre, le nombre des abonnés domestiques s'établissait à 1 477 395, contre 1 432 649 un an auparavant. La consommation moyenne de la catégorie domestique pour l'année est de 6 831 kWh, contre 6 562 en 1968 et 6 332 en 1967.

L'agriculture

La consommation des abonnés agricoles est passée de 724 à 790 millions de kWh, soit une augmentation de 9.1% qui est très significative en raison du fait que le nombre des abonnés agricoles a de nouveau fléchi, passant de 85 469 à 83 726.

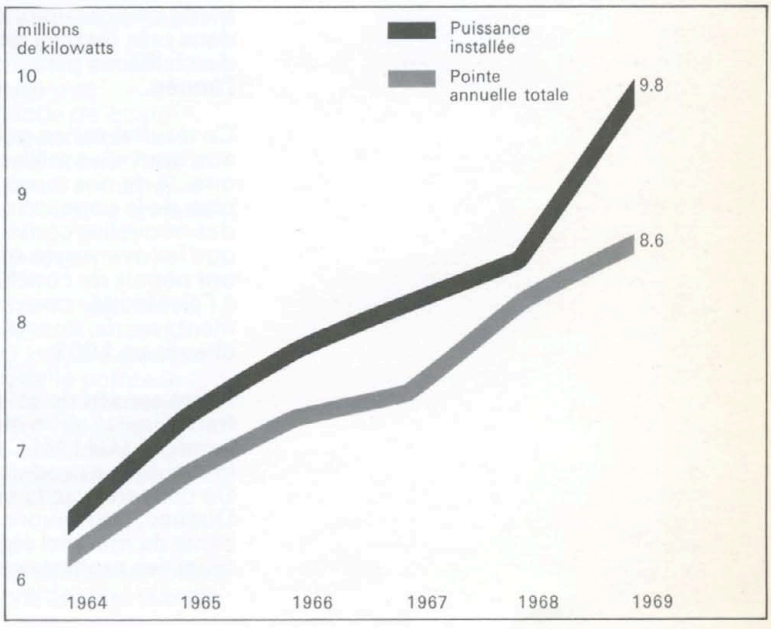
Les réserves hydrauliques en 1969

Evolution des réserves utiles, exprimées en milliards de kWh., dans l'ensemble des réservoirs au cours de l'année. La mise en service du réservoir d'Outardes 4 a porté la capacité énergétique globale des réservoirs de 13.3 à 20.2 milliards de kWh.



La puissance installée et la pointe annuelle

Evolution de la puissance installée et de la pointe annuelle totale depuis 1964.



l'action commerciale

La consommation annuelle moyenne des exploitations agricoles s'établit pour 1969 à 9 439 kWh, contre 8 470 en 1968 et 7 693 en 1967. Les recettes provenant de la clientèle agricole sont en hausse de 6.2%, ayant passé de $9 950 000 à $10 571 000.

Tarification et mesurage
La direction Tarification et Mesurage a procédé en 1969 aux études et aux analyses qui ont précédé l'adoption par le lieutenant-gouverneur en conseil le 17 décembre des nouveaux tarifs de l'Hydro-Québec. Les nouveaux tarifs, qui s'appliqueront aux consommations relevées à compter du 15 mars, ont pour effet d'augmenter en moyenne de $1.07 la facture mensuelle de l'abonné domestique et de 10% la facture des abonnés de presque toutes les autres catégories d'usagers.

Nous avons inauguré au cours de l'automne à Montréal un nouveau laboratoire central d'électrométrie, l'un des plus modernes du genre en Amérique du Nord. Le Laboratoire provincial de Mesurage, comme il s'appelle, a pour fonction d'étalonner les compteurs de l'Hydro-Québec à partir de standards primaires stables, eux-mêmes étalonnés au Conseil national des recherches, et de vérifier le comportement des compteurs et autres appareils d'électrométrie dans toutes les conditions possibles de fonctionnement. De plus, le service provincial de Mesurage a mis sur pied une école de formation du personnel affecté à la vérification des installations de mesurage.

Dans tous les secteurs du marché de l'électricité, le développement des ventes a continué d'exiger le recours à un éventail de plus en plus large de moyens pour conserver nos positions et en conquérir de nouvelles. Une réorganisation des structures de la direction Mise en marché a coïncidé avec la création d'un nouveau service, le service d'Implantation industrielle. Sur le plan des résultats concrets, l'année 1969 a été caractérisée à la fois par des gains notables de l'électricité dans les constructions neuves et par des progrès sensibles de la concurrence dans l'important secteur du chauffage de l'eau.

L'industrialisation
Le nouveau service d'Implantation industrielle a consacré les derniers mois de 1969 à établir des contacts avec tous les organismes qui s'intéressent au développement industriel du Québec pour s'assurer de leur concours. En fin d'année, des négociations étaient en cours avec un certain nombre d'entrepreneurs sérieux en vue d'implanter des usines d'envergure dans la province.

Au cours de l'année, le service des Contrats a négocié à des prix plus élevés le renouvellement de 35 contrats avec des abonnés industriels souscrivant 3 000 kW ou plus. Ces contrats totalisent 388 000 kW, dont 5 600 kW en nouvelles puissances souscrites. De plus, nous avons conclu trois nouveaux contrats industriels portant sur un total de 28 000 kW.

Le «tout à l'électricité»
Nous sommes parvenus à installer l'électricité comme unique source d'énergie dans près du tiers des nouvelles unités domiciliaires parachevées au Québec dans l'année.

Ce résultat est en grande partie attribuable aux nouvelles méthodes d'intervention directe de nos représentants sur le double plan de la conception et du financement des nouvelles constructions. C'est ainsi que les avantages offerts aux constructeurs ont permis de conclure des ententes «tout à l'électricité» couvrant près de 7 000 logements neufs, dont plus de 4 000 parachevés en 1969.

Notre service de calcul par ordinateur des frais d'installation et d'utilisation de l'électricité (CALMEC) dans les nouveaux immeubles a produit d'heureux résultats. De concert avec la Ligue électrique du Québec, nous avons familiarisé les fabricants de matériel électrique, les constructeurs, les promoteurs, les architectes et les ingénieurs-conseils avec le nouveau label NOVELEC, qui sera lancé au début de 1970.

Le chauffage de l'eau
Au cours de l'année, 13 473 chauffe-eau électriques ont été installés en location chez les abonnés, contre 15 501 en 1968. En fin d'année, le nombre des chauffe-eau en location s'établissait à 135 160. Toutes les dispositions nécessaires ont été prises pour étendre le régime de location des chauffe-eau à presque toute la province en 1970.

Le nombre des prêts accordés par l'Hydro-Québec pour l'achat d'un chauffe-eau Cascade accuse aussi une baisse, soit 1 455 au regard de 1 838 en 1968. D'ailleurs, la statistique officielle des livraisons de chauffe-eau électriques et autres dans la province confirme que notre part du marché annuel des chauffe-eau (premiers achats et renouvellements) est en décroissance. Les diverses mesures prises au cours de l'année en vue de renverser cette tendance revêtiront les proportions d'une offensive générale dans ce domaine en 1970.

Au cours de l'année, la rénovation des installations électriques dans les maisons existantes a fait l'objet de 4 550 prêts totalisant $1 441 285 au regard de 6 011 prêts et de $1 862 315 en 1968.

Appareils électroménagers
La direction Mise en marché a lancé ou mis au point diverses campagnes de vente portant sur des applications particulières de l'électricité. De concert avec l'Association canadienne de l'électricité, elle a notamment participé à une campagne nationale portant sur la lessiveuse automatique et la sécheuse électrique, dont 13 500 ventes ont été enregistrées au Québec contre 7 500 en Ontario. Les résultats d'un sondage effectué en 1968 sur l'utilisation de l'électricité au foyer ont été publiés sous forme de brochure et servent déjà à orienter toute l'action future dans le domaine des appareils électroménagers.

Véhicules électriques
En collaboration avec l'Institut de recherche et la direction générale Approvisionnement, la direction Mise en marché a présenté un rapport à la Commission sur l'apparition éventuelle d'un véhicule pratique mû à l'électricité. Ce rapport recommande que l'Hydro-Québec suive de près l'évolution des recherches en cours et y participe, stimule l'intérêt des manufacturiers québécois et commence elle-même le plus tôt possible à utiliser des véhicules électriques.

L'agriculture
Le regroupement et la spécialisation des exploitations agricoles font subir à toute l'agriculture québécoise une double transformation qui en favorise l'électrification. Au cours de l'année, nous avons pu certifier 189 autres «fermes bien électrifiées», ce qui a porté le nombre de ces fermes à 758. Les installations électriques des «fermes bien électrifiées» varient de 200 à 600 ampères et leur consommation annuelle moyenne en 1969 a été de 29 540 kWh, alors que celle de tous les abonnés agricoles a été de 9 439 kWh.

En 1969, la puissance installée du réseau a connu la plus forte augmentation annuelle jamais enregistrée au Québec. Du 1er janvier au 31 décembre, l'ensemble des moyens de production est passé de 8 364 673 à 9 808 921 kW, soit un gain de 1 444 248 kW ou de 17. 3%.

La mise en service des centrales Outardes 4 (632 000 kW) et Outardes 3 (756 200 kW), de deux groupes additionnels dans la centrale Première-Chute (62 100 kW) et d'un groupe de 10 000 kW à Hull ont ajouté 1 460 300 kW de puissance au réseau. Ce chiffre a été réduit de 16 052 kW par le résultat net des désaffectations, additions et soustractions effectuées à divers endroits au cours de l'année.

L'appel maximal
L'appel maximal de puissance s'est produit le 23 décembre à 5 h 30 de l'après-midi par une température bien au-dessous de la normale (—3°F). À ce moment, la demande d'énergie souscrite à l'intérieur de la province, dite demande interne, a touché une pointe de 8 100 000 kW, soit une augmentation de 5.7% par rapport à 1968 et la demande totale, qui comprend l'énergie excédentaire et les livraisons hors réseau, a été de 8 594 000 kW, soit 4.9% d'augmentation par rapport à 1968.

Au même moment, toutefois, grâce à la réserve de puissance dont il disposait, le réseau se trouvait à fournir de plus un total de 175 000 kW comme soutien transitoire et exceptionnel à des réseaux voisins, ce qui a porté à 8 769 000 kW la somme globale des puissances que débitait le réseau au moment de la pointe.

Augmentation moyenne
De 1965 à 1969, une période de quatre ans, le taux moyen d'augmentation annuelle de la pointe interne a été de 7.5% et le maintien de cette tendance entraînerait le doublement de la pointe interne en neuf ans et sept mois.

Solde exportateur
Au moment de la pointe du 23 décembre, la puissance fournie par les centrales du réseau était de 8 124 000 kW. L'excédent de 24 000 kW au-dessus de la pointe interne constituait le solde «exportateur» des échanges en cours avec les réseaux voisins. Lors de la pointe précédente, les échanges accusaient un solde «importateur» de 286 000 kW.

Réserves de puissance
Les puissances réalisables sur l'ensemble du réseau ont permis de garder une réserve tournante supérieure à la réserve minimale requise et aucune coupure de puissance interruptible n'a été nécessaire, même au moment de la pointe (à l'exception d'une journée par mesure de sécurité).

Cette situation favorable résultait des récentes mises en service et aussi du fait que la puissance réalisable à la centrale de Beauharnois n'a été réduite par la formation du couvert de glace sur le canal que durant les derniers jours de l'année, dans la période de faible charge des Fêtes.

l'hydraulicité

Les chutes Churchill

Contrairement à l'année précédente, l'hydraulicité globale a été de 5% supérieure à la moyenne en 1969. Cet excédent est apparu au cours des mois de mai (110%), juin (120%) et novembre (128%), les apports du reste de l'année ayant été sensiblement moyens.

La nature s'est ainsi trouvée à fournir, sous forme d'eau, un apport supplémentaire de 1.75 milliard de kWh, ce qui correspond à environ 2 765 000 barils de mazout.

Record à Beauharnois
Le fleuve Saint-Laurent, en particulier, a bénéficié d'une hydraulicité de 122% de sa moyenne, ce qui a permis à la centrale de Beauharnois d'atteindre un nouveau record de production: 11.7 milliards de kWh. Sa production maximale précédente avait été de 11.3 milliards de kWh en 1968. À elle seule, cette centrale a fourni 24.7% de la production totale.

Les réserves d'eau
Grâce à l'abondance des précipitations, les réserves utiles de nos réservoirs (sans compter les réservoirs d'Outardes 4 et de Manic 5), qui correspondaient à 9.9 milliards de kWh au 1er janvier et qui, après la vidange d'hiver, avaient descendu jusqu'à 5.1 milliards de kWh le 14 avril, ont été entièrement reconstituées et même au-delà, puisqu'elles s'établissaient à 10 milliards 57 millions de kWh au 31 décembre.

Réservoir d'Outardes 4
La réserve utile du réservoir d'Outardes 4, dont la mise en eau avait débuté le 1er avril 1968, a commencé de s'accumuler le 4 juin 1969. Les huit groupes des deux centrales que ce réservoir alimente, Outardes 4 et Outardes 3, ont été mis en service du 8 juillet au 15 décembre. À la fin de l'année, ces deux centrales avaient fourni au réseau un total de 1 milliard 324 millions de kWh et le remplissage utile du réservoir était quand même de 59%. La mise en service du réservoir d'Outardes 4, dont la capacité énergétique est de 6.9 milliards de kWh, a porté à 20.2 milliards de kWh la capacité globale des réservoirs exploités par l'Hydro-Québec et, après la mise en service de la centrale Manic 5, le réservoir de Manic 5 la portera à 41.4 milliards de kWh (sans tenir compte de Manic 3).

Réservoir de Manic 5
Par suite des fortes productions autorisées par l'état des réserves dans les autres bassins et de la mise en service des centrales Outardes 4 et Outardes 3, les quantités d'eau soutirées de Manic 5 pour accroître

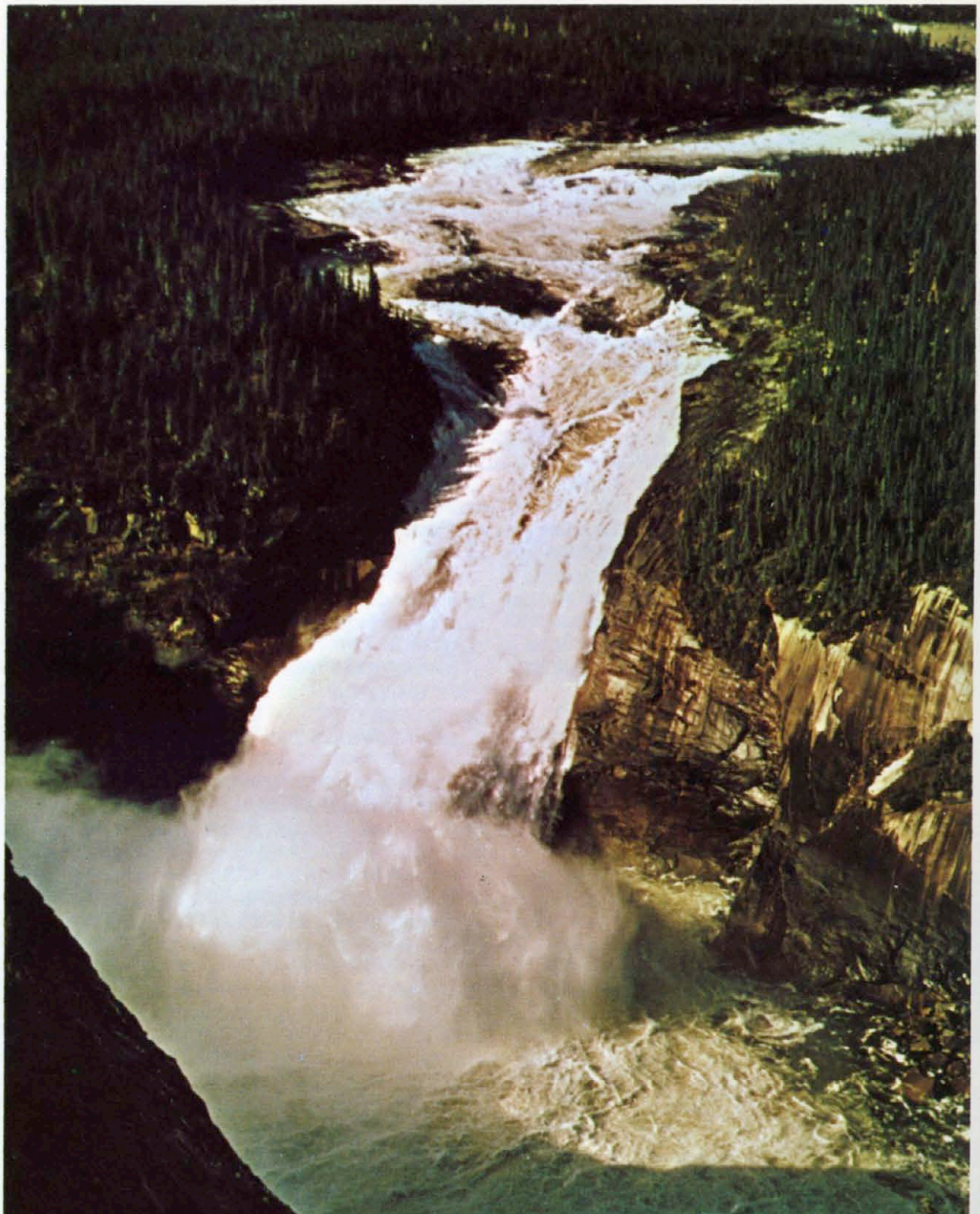


Photo: Harold Mateau

la production des centrales Manic 2 et Manic 1 ont été bien moindres qu'en 1968.

Au total, 1.76 milliards de kWh ont été soutirés de Manic 5, soit 29% des apports de l'année, alors qu'en 1968 on avait soutiré de ce réservoir un total de 2.6 milliards de kWh, soit 48% des apports de l'année. Au 31 décembre, le niveau de l'eau avait atteint la cote 1114.9 et se trouvait ainsi bien près du niveau minimal de production (1115). Autrement dit, la réserve utile commencera de s'accumuler pour de bon au printemps de 1970. Le remplissage du réservoir, dont la capacité totale est de 4 900 milliards de pieds cubes d'eau, a commencé au printemps de 1964.

La centrale Tracy
Comme conséquence directe de l'état excédentaire des réserves hydrauliques et de la mise en service des centrales Outardes 4 et Outardes 3, il a été possible de réduire progressivement la production de la centrale thermique Tracy à partir d'octobre. Cependant, par suite de l'effort exigé de cette centrale depuis le début de l'année, sa production totale en 1969 (3.6 milliards de kWh) a dépassé de 10% celle de 1968 (3.3 milliards de kWh).

Une année favorable
En résumé, le bilan de la production autorise à conclure que l'année 1969 a été favorable.

1. Par exemple, on peut considérer que l'augmentation de la production thermique (312 millions de kWh) et une partie de la production des centrales Outardes 4 et Outardes 3 (512 millions de kWh) ont servi à réduire de 824 millions de kWh les soutirages du réservoir de Manic 5. L'économie réalisée est considérable. En effet, la valeur de la quantité d'eau ainsi conservée dans le réservoir de Manic 5, qui était de 824 millions de kWh en 1969, sera de 1 milliard 970 millions de kWh avec la mise en service de la centrale Manic 5, en 1970.

2. Le reste de la production des centrales Outardes 4 et Outardes 3 (812 millions de kWh), et l'accroissement de la production hydraulique des autres ensembles (2 milliards 837 millions de kWh), soit un total de 3 milliards 649 millions de kWh, *ont comblé toute l'augmentation* de la demande québécoise d'énergie électrique (3 milliards 316 millions de kWh) et *ont permis de réduire nos achats* d'énergie de 333 millions de kWh.

Nous avons signé le 12 mai avec la Churchill Falls (Labrador) Corporation, Limited un contrat de longue durée garantissant à l'Hydro-Québec presque toute la production de la centrale hydroélectrique de 5 225 000 kW en construction aux chutes Churchill, dans le Labrador à 700 milles au nord-est de Montréal.

Les livraisons
Les livraisons doivent commencer le 1er mai 1972 avec la mise en service commercial des deux premiers groupes et doivent atteindre le rythme annuel moyen de 31.5 milliards de kWh avec la mise en service du 11e et dernier groupe en 1976. Le contrat est conclu pour une période de 40 ans à compter de 1976 (ou de la date du parachèvement de la centrale) et sera automatiquement reconduit ensuite pour une période additionnelle de 25 ans.

Puissance garantie
La puissance garantie au point de livraison sera de 4 163 500 kW de juin à septembre et de 4 382 600 kW le reste de l'année. La CFLCo. s'est réservé le droit de reprendre une puissance de 300 000 kW sur préavis de trois ans. Si elle exerce cette option, les puissances garanties seront réduites d'autant et la moyenne des livraisons annuelles baissera de 31.5 à 29.1 milliards de kWh. Les pertes de transport à subir avant que l'énergie ne soit extraite à Sept-Îles, à Québec et à Montréal seront d'environ 1.1 milliard de kWh.

Prix avantageux
Compte tenu des frais et des pertes de transport, ainsi que des responsabilités assumées, les conditions financières du contrat assurent à l'Hydro-Québec un prix de revient inférieur à celui que lui aurait coûté la même quantité d'énergie obtenue de toute autre source.

En moyenne, les versements annuels que la Commision fera à la CFLCo. pour l'énergie fléchiront graduellement de $93 000 000 à $80 000 000 pendant les 40 premières années du contrat et seront d'environ $63 000 000 par année pendant les 25 autres années.

La Commission s'est engagée à payer une partie des charges d'intérêt de la CFLCo.; ce paiement ne dépassera pas $15 000 000 par année et ira en décroissant jusqu'à l'extinction de la dette de la compagnie vers l'an 2010. L'Hydro-Québec assumera aussi (en deçà de certaines limites) au moins la moitié de toutes pertes de change que la CFLCo. pourra subir sur ses paiements d'intérêt et de principal en dollars américains. Inversement, elle aura droit à la moitié de tout bénéfice de change résultant de ces paiements.

Dividendes futurs
D'autre part, la participation financière de l'Hydro-Québec au financement de la CFLCo. a été portée en 1969 à 34.2% des actions de la compagnie (voir note 10 des états financiers) et sa part de tous dividendes futurs réduira d'autant le prix de revient de l'énergie achetée. Les autres actionnaires de la CFLCo. sont la British Newfoundland Corporation, Limited (Brinco) et la province de Terre-Neuve.

Droits de l'Hydro-Québec
Le contrat confère à l'Hydro-Québec des droits de surveillance très étendus sur les frais de construction et d'exploitation, de même que sur le financement de la compagnie. De plus, les réservoirs et la centrale seront exploités d'une façon conforme aux désirs de l'Hydro-Québec. La centrale des chutes Churchill turbinera un débit moyen de 49 000 pieds cubes/seconde sous 1 060 pieds de chute. La réserve utile des réservoirs alimentant la centrale pourra dépasser 1 100 milliards de pieds cubes.

collaboration avec les autres réseaux

L'Hydro-Québec livrera d'importantes quantités d'énergie électrique aux deux provinces voisines de 1971 à 1977 pour employer la réserve de puissance dont notre réseau disposera au cours de cette période. Des accords de principe ou lettres d'intention ont été conclues au début de l'année avec l'Hydro-Electric Power Commission of Ontario et avec la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick.

Ces accords, qui représentent un revenu global d'environ $120 000 000, doivent être suivis de contrats définitifs portant non seulement sur la vente d'énergie, mais aussi sur l'établissement de régimes d'assistance mutuelle entre l'Hydro-Québec et les deux réseaux voisins. Les textes préliminaires de ces contrats avaient été soumis aux parties à la fin de l'année.

Dans le cas de l'Ontario Hydro, la lettre d'intention prévoit que l'Hydro-Québec livrera un total de quelque 28 milliards de kWh pendant les six années de l'entente, plus toutes quantités d'énergie excédentaire dont la livraison pourra être convenue entre les parties. La nouvelle convention portera sur une puissance maximale de 750 000 kW. L'Hydro-Québec se réservera le droit d'interrompre les fournitures aux heures de pointe, sauf pendant les deux dernières années, alors qu'elle garantira la fourniture continuelle d'une puissance de 500 000 kW.

La nouvelle convention avec l'Ontario Hydro sera substituée à divers autres contrats déjà expirés ou devant expirer bientôt et des pourparlers se poursuivaient à la fin de l'année avec les tierces parties intéressées, la Maclaren-Quebec Power Company et l'Ottawa Valley Power Company.

Dans le cas du Nouveau-Brunswick, la lettre d'intention envisage des livraisons d'énergie qui pourront atteindre un maximum de 320 000 kW de 1971 à 1976. Les deux réseaux prennent déjà les dispositions nécessaires pour établir entre eux le type d'interconnexion qui, tout en ayant la capacité de transport voulue, leur évitera de fonctionner en parallèle (voir chapitre Transport et répartition). On prévoit que l'Hydro-Québec livrera un total d'environ 5 milliards de kWh au Nouveau-Brunswick pendant la durée de la convention.

travaux de grand équipement

Deux des trois centrales prévues sur la rivière aux Outardes, Outardes 4 et Outardes 3, ont été mises en service au cours des six derniers mois de l'année, ajoutant au réseau un total de 1 388 000 kW.

Les quatre groupes d'Outardes 4 (158 000 kW chacun) ont démarré du 15 juillet au 15 décembre et les quatre groupes d'Outardes 3 (189 050 kW chacun), du 8 juillet au 25 novembre.

La rivière aux Outardes est régularisée par un réservoir de 252 milles carrés qui capte les eaux d'une étendue de 6 800 milles carrés, soit plus de 93 p. 100 de tout le bassin de la rivière. Formé par un ensemble de huit barrages, dont deux grands barrages en enrochements et un barrage-déversoir en béton, ce réservoir a une capacité de 858 milliards de pieds cubes d'eau, dont 403 utiles.

Aucune date n'a encore été fixée pour la reprise des travaux au chantier d'Outardes 2, où une centrale de 454 000 kW remplacera une installation de 50 000 kW exploitée depuis 1937 par une entreprise privée.

Outardes 4
Construite sur la rive droite de la rivière au pied du barrage principal, à 58 milles de l'embouchure de la rivière, la centrale Outardes 4 turbine un débit moyen de 12 600 pieds cubes/seconde sous 405 pieds de chute avec facteur d'utilisation de 61.1 p. 100. La productibilité annuelle est de 3.4 milliards de kWh. L'énergie est dirigée sur le poste Micoua par une ligne double terne à 315 kV, longue de 9 milles.

Outardes 3
Souterraine, la centrale Outardes 3 est située à une quinzaine de milles en aval d'Outardes 4. À cet endroit, il a été possible de créer une hauteur de chute de 478 pieds en construisant un seul barrage en béton d'une hauteur de 275 pieds. Ce barrage détourne la rivière dans le lac Tirebouchon, d'où un canal long de 7 200 pieds dirige l'eau vers la prise d'eau de la centrale. Le débit moyen est de 13 060 pieds cubes/seconde et le facteur d'utilisation, de 63.6 p. 100. La productibilité annuelle est de 4.2 milliards de kWh. L'énergie est transportée au poste Manicouagan par une ligne double terne à 315 kV, longue de 29 milles.

Première-Chute
Sur la rivière des Quinze (nom que porte le cours supérieur de la rivière des Outaouais), les 2e et 3e groupes de la centrale Première-Chute (31 050 kW chacun) ont été mis en service en février et en mai, le premier groupe ayant démarré en novembre 1968. Cette usine-barrage est située à quelques milles en aval de la centrale Rapide-des-Îles, dont les trois premiers groupes (36 630 kW chacun) ont été mis en service en 1966 et 1967. Chacune de ces deux centrales pourra recevoir éventuellement un quatrième groupe.

Première-Chute est une centrale au fil de l'eau qui fonctionne sous 73 pieds de chute et utilise un débit moyen de 13 300 pieds cubes/seconde. Elle est reliée à Rouyn par une ligne à 120 kV longue de 55 milles et à la centrale Rapide-des-Îles par une autre ligne à 120 kV longue de 5 milles et demi.

Manic 5
À Manic 5, des travaux de finition se sont poursuivis toute l'année sur le barrage Daniel-Johnson, où la mise en place de 93 verges cubes de béton aux deux extrémités de la crête a porté le volume total de l'ouvrage à 2 948 412 verges cubes de béton. L'éclairage du parapet a été complété en octobre et, pour mieux surveiller le comportement du barrage, on a ajouté divers instruments supplémentaires de mesure, pendules inversés, extensomètres, piézomètres, etc.

Le niveau de l'eau a dépassé le seuil de la prise d'eau au cours de l'année et, au 31 décembre, était voisin de la cote minimale d'exploitation, laquelle est située à 1 115 pieds d'altitude. La grue portique des vannes de tête sera terminée vers le 1er mai, tandis que l'installation des vannes du barrage-déversoir sera également complétée en 1970.

La construction des deux cheminées d'équilibre, dont les chambres d'expansion ont un diamètre de 80 pieds et dont la hauteur hors sol sera de 164 pieds, était très avancée à la fin de l'année; les travaux de montage et de finition seront terminés en 1970.

Outardes 4 (en haut):
le barrage principal et la prise d'eau.

Outardes 3 (en bas):
le déversoir, le canal d'amenée et la prise d'eau.

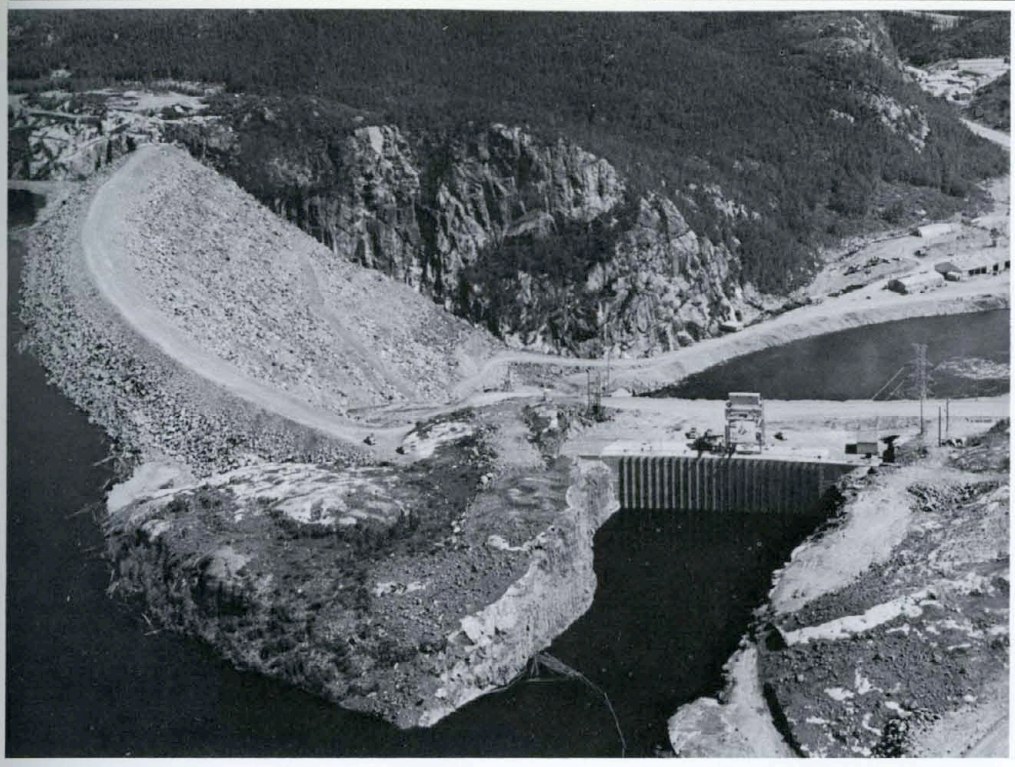


Photo: Jacques Lambert

Dans la centrale, située sur la rive gauche en aval du barrage, le montage des vannes sphériques au bout des huit conduites forcées a été terminé. Le montage des turbines et des alternateurs a débuté en mars et les trois premiers groupes (162 000 kW chacun) seront mis en service les 1er août, 15 septembre et 1er novembre 1970; les cinq derniers groupes démarreront en 1971.

Manic 5 fonctionnera sous 491 pieds de chute, turbinera un débit moyen de 22 345 pieds cubes/seconde, et aura une productibilité annuelle de 7.4 milliards de kWh. avec facteur d'utilisation de 66.3%. L'énergie produite sera dirigée sur le poste Micoua par quatre circuits à 315 kV.

Photo: Marcel Coté

la centrale gentilly

Première-Chute (en haut):
l'usine-barrage et le déversoir.

Manic 5 (en bas):
la centrale et les deux cheminées d'équilibre.

Photo: Marcel Bourassa

L'équipe de mise en service a commencé au cours de l'année à prendre possession des diverses installations de la centrale nucléaire Gentilly (250 000 kW) et, à la fin de décembre, on procédait dans le coeur du réacteur à l'installation des 308 tubes destinés à recevoir la première charge de combustible, soit 3 080 grappes ou cartouches d'uranium naturel sous forme d'oxyde d'uranium.

À moins de retards de livraison ou de difficultés imprévues, le réacteur divergera vers la fin de 1970 et atteindra sa pleine puissance en 1971.

En plus d'être la première installation nucléaire du Québec, la centrale Gentilly est un nouveau prototype qui utilisera l'uranium naturel comme combustible, l'eau lourde comme modérateur et l'eau ordinaire déminéralisée comme caloporteur, c'est-à-dire comme source de vapeur pour faire tourner la turbine. Les travaux de construction sont exécutés par l'Hydro-Québec pour le compte de l'Énergie atomique du Canada. L'Hydro-Québec pourra en faire l'acquisition quand elle sera assurée d'un fonctionnement sûr et continu. Son poste élévateur de tension est déjà raccordé au réseau à 230 kV de l'Hydro-Québec.

Photo: Jacques Lambert

L'équipe de mise en service, qui a pris possession du poste, de plusieurs services auxiliaires et de la majeure partie des locaux dans le bâtiment des services et dans l'aile administrative, comptera jusqu'à 240 hommes pendant la période critique du démarrage. Elle est en grande partie composée d'ingénieurs, de techniciens, d'opérateurs et de préposés de l'entretien de l'Hydro-Québec, mais comprend aussi des ingénieurs prêtés par l'Énergie atomique du Canada, Limitée, par les ingénieurs-conseils ainsi que par l'Ontario Hydro et l'Électricité de France.

À l'intérieur du réacteur, les deux ballons du circuit de vapeur étaient en place à la fin de l'année et, en plus des canaux de combustible, on avait aussi commencé de souder la multitude des tuyaux d'entrée et de sortie du caloporteur. Dans le bâtiment du turbo-générateur, le corps haute pression et les trois corps basse pression de la turbine étaient montés et l'enveloppe de la turbine, y compris son bouclier biologique, était en cours d'installation et devait être terminée vers le milieu de 1970. Le stator de la génératrice était déjà en place et le rotor venait d'être livré. La génératrice sera refroidie à l'hydrogène et à l'eau déminéralisée.

Outardes 4:
photo nocturne de la centrale.

Photo : Alain Rinfret

réalisation de manic 3

Les ingénieurs et les techniciens de l'Hydro-Québec qui travaillent sur les lieux ou qui sont en stage de formation ailleurs, constitueront le noyau du personnel spécialisé dont l'entreprise aura besoin pour exploiter non seulement la centrale Gentilly, mais aussi les autres usines nucléaires qui suivront au cours des années futures.

La centrale de 1 176 000 kW dont la construction débutera en avril 1970 à Manic 3 sera mise en service de décembre 1975 à novembre 1976 et complétera l'équipement de la rivière Manicouagan.

L'aménagement de Manic 3 comportera un barrage en matériaux meubles de 11 000 000 de verges cubes, une centrale souterraine et un barrage en béton qui servira à fermer une vallée auxiliaire du côté est de la rivière et dont feront partie la prise d'eau, le déversoir et la passe à billes.

Les six groupes de la centrale, dont le facteur d'utilisation sera de 53%, fonctionneront sous 312 pieds de chute et turbineront un débit moyen de plus de 26 000 pieds cubes/seconde. La productibilité annuelle sera de près de 5.5 milliards de kWh. Le réservoir créé par le barrage aura une capacité de 388 milliards de pieds cubes d'eau, dont 25 milliards formant la réserve utile. La cote de retenue sera au niveau du bief aval de Manic 5, noyant ainsi l'emplacement de la quatrième chute de la rivière, ou de Manic 4.

Le sillon d'une profondeur de 400 pieds, rempli d'alluvions perméables, sur lequel repose le lit de la rivière à Manic 3 sera le principal obstacle naturel à vaincre. Et la principale originalité de l'aménagement proviendra de l'ensemble des moyens pris pour établir une coupure étanche à travers ces alluvions et empêcher l'eau de s'infiltrer sous le barrage.

Cette coupure sera réalisée au moyen d'un double écran de béton formé de pieux et de panneaux jointifs coulés dans des trous de forage pénétrant jusqu'à deux pieds dans le roc de fondation. Jamais utilisée encore à une pareille profondeur, cette technique permettra de construire le barrage sans procéder à la tâche très longue et très coûteuse d'excaver le sillon.

Les essais qu'on a faits sur les lieux en 1969 ont montré qu'il serait possible d'effectuer les forages aux profondeurs nécessaires sans déviations inadmissibles. La coupure étanche sera surmontée d'une galerie de visite en béton qui sera recouverte par le noyau étanche du barrage. Le barrage lui-même aura une hauteur maximale de 353 pieds et une longueur en crête de 1 280 pieds. L'ouvrage aura une largeur de 2 400 pieds à la base et de 40 pieds en crête. Les études détaillées faites par la méthode dite de simulation, à l'aide d'une ordinatrice, permettront de trouver les méthodes de transport les plus économiques et de réduire ainsi la durée et le coût de la construction.

On a également procédé au cours de l'année au repérage des bancs d'emprunt qui fourniront les matériaux naturels nécessaires, till glaciaire, sable, gravier, roc. Tous se trouvent situés dans un rayon de deux ou trois milles.

projets à l'étude

Manic 3:
l'emplacement du barrage dessiné par la neige.

On a exécuté en 1969 des centaines d'études se rapportant aussi bien à des projets nouveaux qu'à des projets d'additions, d'entretien majeur et de réfection d'ouvrages existants. Les principales études ont porté sur les aménagements projetés au lac Saint-Joachim, dans le bassin de la baie James et dans la région du Témiscamingue.

Le lac Saint-Joachim
Après avoir recueilli des données additionnelles sur le terrain, la direction des Projets d'aménagement hydroélectrique a poursuivi en 1969 l'étude d'une centrale à réserve pompée au lac Saint-Joachim, sur la rive gauche du fleuve Saint-Laurent à 35 milles en aval de Québec. À la fin de l'année, le rapport d'avant-projet était presque terminé et devait être présenté en janvier 1970.

L'avant-projet prévoit la construction successive de trois blocs dont chacun serait formé de trois groupes réversibles ayant chacun une puissance de 400 000 kW, soit un total de 3 600 000 kW. Chaque bloc constituerait en quelque sorte une centrale distincte reliée au réservoir par une galerie alimentant les conduites forcées des trois groupes.

Le lac Saint-Joachim serait transformé en un grand bassin d'accumulation par la construction de quatre digues. Au niveau du fleuve et débouchant sur le fleuve, un autre bassin servirait à fournir ou recevoir l'eau pompée ou restituée par les turbines-pompes.

La baie James
Au cours de l'année, on a poursuivi l'étude des diverses possibilités d'aménagement des rivières Nottaway, Rupert et Broadback, qui se jettent dans la baie de Rupert à l'extrémité sud de la baie James, et qui pourraient fournir jusqu'à 5 230 000 kW. On a divisé l'étude du complexe en quatre stades et avec l'aide de l'ordinateur on a recherché les solutions les plus économiques.

Le premier de ces stades a consisté à étudier l'aménagement de la seule rivière Rupert sans aucune régularisation et le dernier stade consistera à concevoir l'aménagement optimal de cette rivière si on y joint par dérivation les eaux des rivières Broadback et Nottaway, la régularisation des trois rivières étant supposée complète.

Gentilly:
la première centrale atomique du Québec dans
un décor automnal.

Photo : Énergie Atomique du Canada Limitée

Les deux premiers stades ont fait l'objet d'un rapport intérimaire au cours de l'année et les deux derniers feront l'objet d'un rapport d'avant-projet en 1970. Les travaux sur le terrain, auxquels une soixantaine d'hommes ont participé en 1969, feront place au travail de bureau en 1970.

La chute Rouge
La construction d'une centrale de 190 000 à 300 000 kW à la chute Rouge, à 30 milles au nord-ouest de Matagami et à 145 milles d'Amos, continue d'être étudiée indépendamment du complexe de la baie de Rupert. Les données additionnelles recueillies sur le terrain au cours de l'année aideront à choisir le meilleur emplacement pour la centrale et aussi la meilleure combinaison possible de réservoirs (lacs Olga et Matagami). Un rapport d'avant-projet sera terminé en 1970.

La centrale Témiscamingue
Le projet d'une centrale souterraine d'environ 195 000 kW entre le lac Beauchesne et la rivière des Outaouais, à 9 milles en aval de la ville de Témiscamingue, s'est précisé au cours de l'année. Cette installation remplacerait la petite centrale Kipawa (17 000 kW) qui était en service depuis 1920 au lac Témiscamingue et qui vient d'être désaffectée.

L'avant-projet établi par la direction des Projets d'aménagement hydroélectrique, avec la collaboration de ses ingénieurs-conseils, comporte un jeu de deux réservoirs formés, l'un par la réunion des lacs du Moine et des Loups et l'autre par la réunion des lacs Kipawa et Beauchesne, qui auraient ensemble une réserve utile de 196 milliards de pieds cubes d'eau.

Une centrale souterraine, située sur la rive droite de la rivière des Outaouais, turbinerait un débit moyen régularisé de 4 655 pieds cubes/seconde sous 296 pieds de chute et sa productibilité annuelle serait de 932 millions de kWh avec un facteur d'utilisation de 55 p. 100. Ses trois groupes de 65 000 kW chacun seraient alimentés par trois conduites forcées ayant une longueur d'environ 400 pieds et un diamètre maximal de 16 pieds.

La centrale Témiscamingue, située à 150 milles au sud de Rouyn et à 380 milles au nord-ouest de Montréal, débiterait sur le réseau à 120 kV du Nord-Ouest et sa construction durerait environ 5 ans.

Au 31 décembre, le vaste réseau de lignes à 735 kV conçu pour transporter jusqu'à Québec et Montréal l'énergie du complexe Manicouagan-Les Outardes et des chutes Churchill comptait un total de 795 milles de circuits en service.

Manicouagan-Boucherville
La deuxième liaison entre les postes Manicouagan et Boucherville (370 milles) a été parachevée en septembre par la mise en service du tronçon Lévis-Boucherville. Ces deux lignes longent la rive gauche du fleuve Saint-Laurent depuis le poste Manicouagan jusqu'à l'île d'Orléans, où elles franchissent le fleuve pour aller joindre le poste Lévis, d'où elles courent à droite du fleuve jusqu'à Boucherville, près de Montréal.

Entre les rivières Manicouagan et aux Outardes, les postes de départ Manicouagan et Micoua ont été raccordés en juillet par une ligne à 735 kV longue de 37 milles.

Micoua-Duvernay
La troisième ligne à 735 kV entre le complexe Manicouagan-Les Outardes et la région de Montréal doit être mise en service du poste Micoua au poste Laurentides (près de Québec) en octobre 1970 et du poste Laurentides au poste Duvernay (près de Montréal) en août 1971.

Le tronçon Micoua-Laurentides (247 milles) était aux trois quarts terminé quand un verglas catastrophique a détruit 28 pylônes et tous les conducteurs sur une distance totale d'environ 10 milles au début de novembre. Les moyens à prendre pour assurer quand même la mise en service de ce tronçon vers l'époque prévue étaient déjà en marche à la fin de l'année.

Boucherville-Duvernay
Dans la région de Montréal, les deux grands postes d'arrivée, Boucherville et Duvernay, seront reliés par une ligne à 735 kV, longue d'une vingtaine de milles, qui franchira le fleuve près de la ligne à 315 kV reliant déjà le poste Boucherville au poste Bout-de-l'Île. D'un pylône d'ancrage à l'autre, cette traversée sera longue de 3 milles et les fondations des quatre pylônes de suspension ont été terminées au cours de l'année. Ces pylônes, dont deux seront hauts de 378 pieds et les deux autres de 486.5 pieds, seront montés en 1970 et les conducteurs seront tendus en 1971. La mise en service de la ligne est prévue pour août 1971.

Les lignes Churchill
L'Hydro-Québec prendra livraison de l'énergie produite par la centrale en construction aux chutes Churchill sur un point situé à environ 150 milles au nord de Sept-Îles au moyen de trois nouvelles lignes à 735 kV. Deux de ces lignes iront du point de livraison au poste Manicouagan et seront longues de 255 milles et la troisième, longue de 265 milles, ira au poste Micoua.

Plus de la moitié du déboisement des emprises de ces lignes était terminé à la fin de l'année et la construction de la première des deux lignes destinées à joindre le poste Manicouagan était sur le point de commencer. Cette ligne doit être mise en service en novembre 1971; la ligne allant au poste Micoua sera mise en service en 1972 et la deuxième ligne allant au poste Manicouagan suivra en 1973 ou 1974.

De son côté, la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited poursuit la construction de trois lignes à 735 kV, longues de 125 milles chacune, entre la centrale des chutes Churchill et le point de livraison.

Micoua-Jacques-Cartier
L'apport de l'énergie des chutes Churchill nécessitera une expansion considérable du réseau à 735 kV initialement conçu entre le complexe Manicouagan-Les Outardes et les régions de Québec et de Montréal.

Le déboisement de l'emprise d'une quatrième ligne à 735 kV entre le complexe et la région de Québec était commencé à la fin de l'année. Cette ligne, longue de 265 milles, partira du poste Micoua, passera par l'intérieur des terres au nord d'Arvida et aboutira dans la région de Québec à un nouveau poste, le poste Jacques-Cartier. La mise en service de cette liaison est prévue pour l'automne de 1972.

nouveaux postes

Au palier de 315 kV, les seules liaisons mises en service au cours de l'année sont les deux lignes à double terne qui relient, l'une la centrale Outardes 3 au poste Manicouagan (26 milles) et l'autre la centrale Outardes 4 au poste Micoua (9 milles).

Le déboisement de l'emprise des deux lignes à 315 kV et à double terne qui relieront la centrale Manic 5 au poste Micoua, une distance de 67.5 milles, était presque terminé à la fin de l'année, La première de ces deux lignes sera terminée à temps pour la mise en service des premiers groupes en 1970.

Vers le Nouveau-Brunswick
On a commencé le déboisement de l'emprise de la ligne à 315 kV, longue de 263 milles, qui sera construite de Lévis à Matapédia pour livrer environ 5 milliards de kWh au Nouveau-Brunswick de 1971 à 1976 et qui servira de ligne d'interconnexion par la suite. L'arpentage du tronçon Lévis-Rivière-du-Loup (114 milles) est terminé, le déboisement est commencé et la construction débutera à l'automne de 1970. L'arpentage du tronçon Rimouski-Matapédia (83 milles) est terminé. La mise en service de cette ligne est prévue pour octobre 1971.

De Matapédia, on prévoit que l'énergie sera livrée au Nouveau-Brunswick par une ligne à 230 kV qui aboutira dans la région de Dalhousie à un poste convertisseur ayant pour fonction d'établir une liaison à courant continu entre le réseau de l'Hydro-Québec et celui des Maritimes. Ce poste assurera le maintien de la stabilité sur les deux réseaux en leur évitant de fonctionner en parallèle.

230, 120 et 69 kV
La centrale nucléaire Gentilly est raccordée au réseau depuis le mois de mars par une ligne à 230 kV, longue de 13 milles, qui aboutit au poste Larochelle, près de Sainte-Angèle.

En Gaspésie, on a terminé en septembre une ligne double terne à 230 kV entre Chandler et New Richmond, localités distantes de 63 milles. Le premier terne de cette ligne a été mis en service à 161 kV et a fermé la boucle à 161 kV, longue de 406 milles, qui part des Boules et y revient en passant par Copper Mountain, Chandler, New Richmond et Matapédia. Toute la boucle sera éventuellement modifiée et fonctionnera à 230 kV.

Au cours de l'année, 57 milles de lignes à 120 kV et 46 milles de circuits à 69 kV ont été mis en service.

À Montréal 5.3 milles de nouveaux circuits souterrains à 120 kV ont été terminés entre les postes Berri et Jeanne-d'Arc et entre les postes Berri et De Lorimier et on a commencé les canalisations nécessaires pour deux milles d'autres circuits souterrains à 120 kV.

L'expansion du réseau a rendu nécessaire en 1969 l'installation d'un total d'environ 4 300 000 kVA en nouvelles puissances de transformation dans les postes existants et dans une douzaine de nouveaux postes. (Il s'agit des puissances maximales obtenues en toute saison avec ventilation.)

À lui seul, le réseau à 735 kV a reçu un supplément de 2 343 000 kVA. Deux groupes transformateurs de 571 500 kVA chacun ont été mis en service au poste Micoua, entre les rivières Manicouagan et aux Outardes. Ce poste a pour fonction de porter de 315 à 735 kV l'énergie qu'il reçoit de la centrale Outardes 4 et qu'il recevra bientôt de la centrale Manic 5. Au poste Boucherville, le parachèvement de la deuxième ligne à 735 kV venant du poste Lévis a nécessité l'installation de deux autres groupes de 600 000 kVA chacun. La puissance de transformation du poste Boucherville se trouve maintenant portée à 3 600 000 kVA.

Près de Baie-Comeau, le poste Hauterive a reçu un supplément de 150 000 kVA et sa puissance est maintenant de 450 000 kVA. Parmi les postes de la région de Montréal alimentés à 315 kV, la puissance du poste Laprairie a été portée de 300 000 à 800 000 kVA et celle du poste Saraguay, de 500 000 à 600 000 kVA.

Plusieurs des postes alimentés à 230 et 120 kV ont été considérablement renforcés, y compris le terminus de Sorel, le South Cable House et les postes Beaumont, Cleveland, Delson, Hemming Falls, Laurent, Longue Pointe, Mondelet et Rockfield.

Au palier de 230 kV, un nouveau poste de 200 000 kVA a été mis en service au Cap-de-la-Madeleine. Au centre de Montréal, le nouveau poste Berri a été mis en service en janvier 1970 avec une puissance initiale de 120 000 kVA. De nouveaux postes alimentés à 120 kV ont été mis en service à Sainte-Agathe, Calumet, Landry, Maniwaki et Plouffe.

le réseau de distribution

Les dépenses au compte capital exigées par le réseau de distribution en 1969 se sont élevées à $51 000 000, soit $2 332 000 de moins qu'en 1968.

Les prolongements et additions nécessaires pour raccorder les nouveaux abonnés ont coûté $21 274 000, ce qui comprend 800 milles de nouveaux circuits à moyenne tension. Au 31 décembre, la longueur totale des circuits de distribution exploités dans les huit régions était d'environ 44 500 milles.

Circuits souterrains
Les travaux de distribution souterraine entrepris tant pour des raisons techniques qu'esthétiques dans toute la province ont coûté $4 630 000. Cette somme comprend un certain nombre de circuits souterrains mis en place pour alimenter de nouveaux ensembles domiciliaires où les abonnés sont directement ou indirectement appelés à payer la différence entre le coût de la distribution souterraine et celui de la distribution aérienne. Dans la ville de Montréal, la participation de l'Hydro-Québec au programme d'enfouissement des lignes aériennes le long d'environ 3 milles de rues a absorbé quelque $900 000.

Les efforts de normalisation du matériel et des fournitures de distribution se sont poursuivis au cours de l'année et le renouvellement de la majeure partie des stocks s'opère maintenant au moyen d'achats globaux qui entraînent une économie considérable.

Nouvelles ententes
Après trois ans de négociations, nous avons conclu avec Bell Canada un nouveau contrat pour l'usage en commun des poteaux. Ce contrat, d'une durée de cinq ans à compter du 1er décembre 1968, a eu pour effet d'augmenter nos revenus nets de plus de $500 000 en 1969 et, à la fin de décembre, des conventions semblables étaient en cours de négociation avec d'autres compagnies de service public.

Une nouvelle entente régissant l'alimentation des établissements scolaires en électricité a aussi été conclue avec le ministère provincial de l'Éducation et elle entraînera une économie substantielle pour les deux parties dans les frais de premier établissement et d'exploitation des installations électriques des nouvelles écoles.

Au cours de l'automne, une mission d'étude de l'Électricité de France est venue recueillir des renseignements sur les méthodes de travail sous tension utilisées par l'Hydro-Québec, ainsi que sur les structures administratives, l'organisation du travail, la prévention des accidents et diverses autres questions d'intérêt commun.

Réseaux non reliés
Le village du Lac-Édouard, situé à une quarantaine de milles au nord-est de La Tuque, qui était alimenté par une centrale diesel de 350 kW, a été raccordé au réseau par une ligne dont une partie existait déjà. Une somme d'environ $300 000 a été consacrée à la réfection et au prolongement de cette ligne, qui a été mise en service vers la fin de l'année. Plusieurs nouveaux groupes électrogènes ont été ajoutés aux centrales diesel alimentant les localités de la basse Côte-Nord, dont deux groupes de 1 000 kW à Havre Saint-Pierre.

Au 31 décembre, les petites centrales diesel exploitées par l'Hydro-Québec totalisaient 20 030 kW. Celles qui desservent les localités de la basse Côte-Nord s'échelonnent sur une distance de 400 milles entre Havre Saint-Pierre et Blanc-Sablon, ce dernier village étant situé à 900 milles au nord-est de Québec.

la télécommande

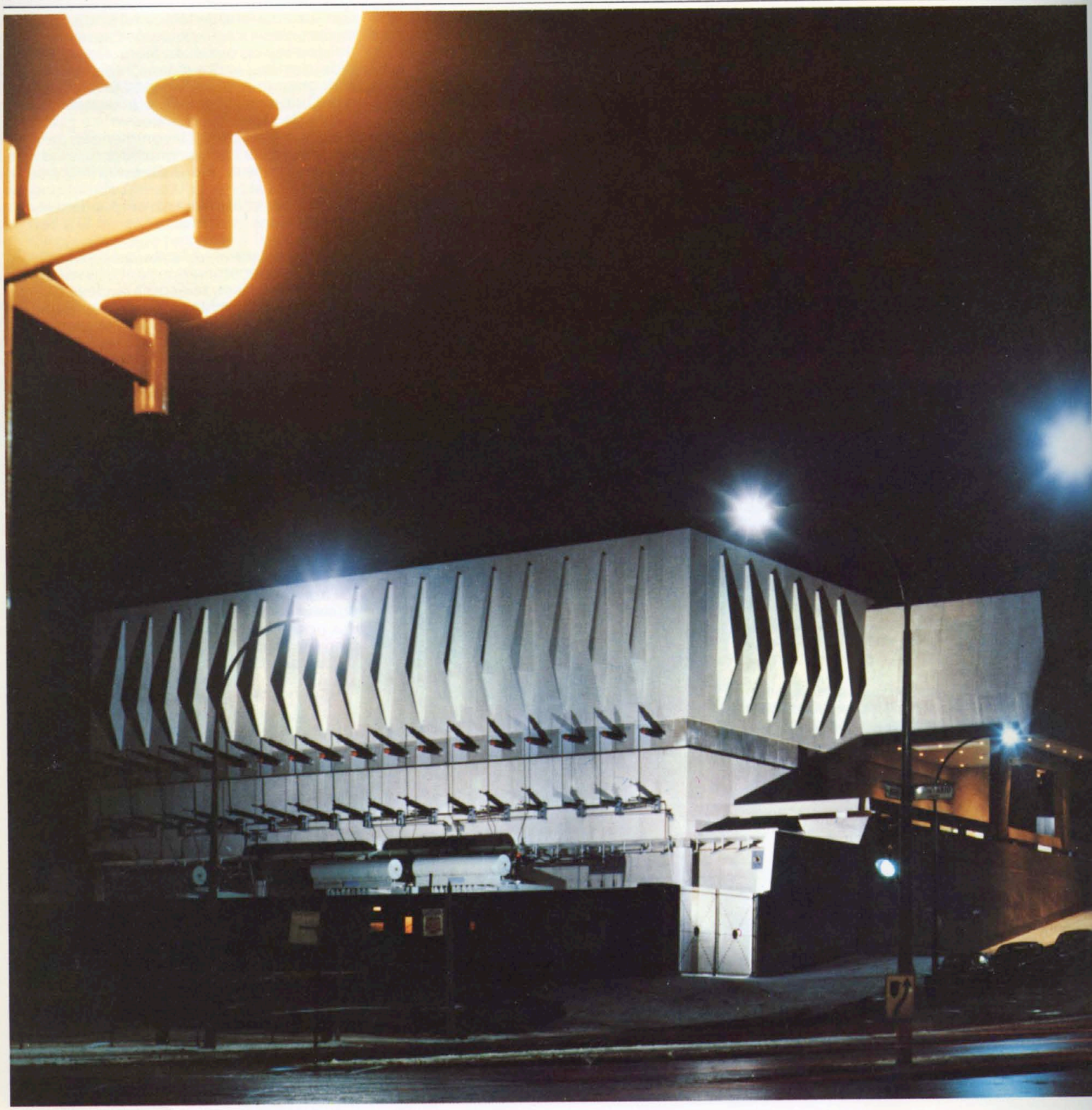
Des installations de télécommande ont été mises en service au cours de l'année dans trois autres centrales du Nord-Ouest, Rapide-des-Îles et Première-Chute, qui sont télécommandées de la centrale Rapides-des-Quinze, et Rapide 2, télécommandée du centre de répartition de Rouyn. La centrale Rapide 7 était déjà télécommandée de Rouyn depuis l'année précédente, et la seule centrale du Nord-Ouest non encore assujettie à la télécommande, Rapides-des-Quinze, est elle-même un centre de télécommande à l'heure actuelle.

Les autres centrales du réseau provincial déjà sous télécommande sont Shawinigan 3 et Saint-Narcisse, télécommandées de Shawinigan 2, et Manic 1, télécommandée du poste Manicouagan.

Les nouvelles centrales Outardes 4 et Outardes 3 seront télécommandées en 1970 du poste Manicouagan, de même que la centrale Manic 5, dont le premier groupe doit être mis en service en août 1970. Sur le haut Saint-Maurice, les centrales La Trenche et Rapide-Blanc seront assujetties par télécommande à la centrale La Tuque en 1971, ce qui portera à 3 800 000 kW environ le total des puissances télécommandées.

Postes télécommandés
Dans toute la province au cours de l'année, la mise en service de sept nouveaux postes télécommandés et la conversion de quatre postes existants ont porté à 118 le nombre des postes de toutes catégories qui étaient manoeuvrés à distance en fin d'année.

Le nouveau poste Berri à Montréal.



les télécommunications

automatisation du réseau

Dans l'île de Montréal, le nouveau poste Berri est télécommandé depuis le poste Notre-Dame et des appareils de télécommande ont été installés dans les postes Guy, Baie-d'Urfé, Laurent et De Lorimier, ce qui a porté à 19 sur 28 le nombre des grands postes télécommandés dans l'île, contre 14 sur 27 un an auparavant. Plusieurs des neuf postes qui restent sont eux-mêmes des centres de télécommande.

Pour la transmission des signaux, les installations actuelles de télécommande utilisent les câbles téléphoniques, les ondes porteuses (sur lignes de transport), les liaisons radio ou les faisceaux hertziens.

Formation du personnel

À titre d'essai et pour faciliter la formation du personnel, le service des Commandes a été autorisé à installer des ordinateurs dans le futur poste Duvernay (735 kV) près de Montréal et dans la nouvelle centrale Manic 5. Ces ordinateurs seront pourvus d'imprimantes pour l'enregistrement automatique des données et des signaux d'alerte. De plus, 38 ingénieurs et 20 techniciens ont commencé au cours de l'année à suivre des cours sur l'application des circuits logiques (transistors) à la commande. Ces cours sont donnés par un professeur de l'École polytechnique de Montréal.

Un contrat a été accordé au cours de l'automne pour l'établissement d'une liaison hertzienne entre le réseau et la centrale des chutes Churchill.

Entre le poste Hauterive dans la région de Baie-Comeau et le poste Arnaud dans la région de Sept-Îles (118 milles), cette liaison sera assurée par six stations relais ordinaires. Mais à cause de l'absence de routes d'accès et de sources locales d'électricité, le reste de la distance (256 milles) sera couvert par deux tronçons de liaison par transmission troposphérique.

Ce genre de transmission, qui comporte l'emploi de réflecteurs d'un diamètre de 60 pieds, se trouvera à servir pour la première fois à la téléprotection de lignes à très haute tension. Toute la nouvelle liaison sera prête à fonctionner en août 1971 et rendra les mêmes services que le reste du réseau hertzien de l'Hydro-Québec: téléprotection, télécommandes, télémesures, communications verbales, etc.

Au cours de l'année, le poste collecteur Micoua (735 kV) et la centrale nucléaire Gentilly ont été pourvus de liaisons hertziennes avec le réseau. D'importantes liaisons téléphoniques ont aussi été mises en place à Rouyn, à Rimouski et à Thetford.

Au mois d'août, la Commission a chargé un groupe d'étude de définir les modes entièrement nouveaux de surveillance et d'exploitation qui deviennent de plus en plus nécessaires pour garantir la sécurité de fonctionnement du réseau à mesure qu'augmentent le nombre, la longueur et les charges des lignes de transport et de répartition.

Le groupe, dont le rapport sera présenté au cours de l'année 1970, a reçu pour mission d'examiner tous les aspects d'un régime de surveillance et d'exploitation par ordinateurs avec toutes les combinaisons possibles en vue de recommander la formule qui s'adaptera le mieux à l'évolution future; d'établir un état comparatif des coûts d'implantation et des économies à réaliser et de faire des recommandations en ce qui concerne la formation et le recyclage du personnel actuel.

Dans le cadre de ces études générales, le groupe a été chargé en particulier de déterminer le degré d'automatisation qu'il sera rigoureusement indispensable de donner au réseau avec l'avènement des nouvelles sources d'énergie électrique prévues pour les prochaines années (centrale des chutes Churchill, centrales nucléaires, centrales à réserve pompée, etc.).

Le groupe a commencé par faire un relevé des installations et des méthodes actuelles d'exploitation de l'Hydro-Québec et par examiner les mesures que d'autres grands réseaux, affrontant les mêmes problèmes, ont déjà prises ou se préparent à prendre pour combattre le redoutable phénomène des *blackouts* ou pannes générales.

l'institut de recherche

D'autres spécialistes de renommée internationale se sont joints en 1969 à l'équipe de l'Institut de recherche (IREQ) et plusieurs jeunes chercheurs précédemment recrutés sont revenus de stages de formation dans divers laboratoires européens, y compris ceux d'Électricité de France et de SECI, en Italie. À la fin de l'année, le personnel comptait déjà une centaine de personnes, dont 45 chercheurs, et se préparait à occuper les locaux administratifs et les laboratoires légers au début de janvier.

Les laboratoires haute tension, dont la construction débutera en mars 1970, seront terminés en mai 1971, tandis que ceux de grande puissance seront mis en chantier vers la fin du mois d'août et seront terminés en mai 1972. Le parachèvement de ces derniers laboratoires coïncidera avec la livraison de six transformateurs de courts-circuits, d'une puissance de 1 200 000 kVA chacun, qui ont été commandés en 1969 et qui permettront de faire des essais jusqu'à 1 500 kV.

Déjà en 1969, en bénéficiant de la collaboration des universités de la région de Montréal, les chercheurs de l'IREQ sont parvenus à obtenir certains résultats intéressants en ce qui concerne les piles à combustibles, les tensions en courant continu et les disjoncteurs de courant continu.

L'Institut est établi sur un terrain d'un mille carré situé près du poste à 735 kV de Boucherville, à 20 milles du centre de Montréal.

la recherche économique

Au début de l'année, la Commission a créé une nouvelle direction-conseil, la direction Recherche économique, qui a été chargée d'exécuter ou de coordonner des études pour conseiller la Commission sur l'aspect économique de problèmes techniques, administratifs ou financiers intéressant l'Hydro-Québec.

La direction Recherche économique a également pour tâche de conseiller les autres directions sur toutes les questions économiques inhérentes à leurs fonctions, de leur fournir les données et analyses économiques dont elles peuvent avoir besoin, et aussi d'entreprendre des études de développement et de plus grande rentabilité.

Au cours de l'année, la nouvelle direction a exécuté plusieurs études, dont une prévision de l'évolution future des coûts, des taux d'intérêt et des prix des combustibles fossiles.

prospection pétrolière

La Société acadienne de Recherche pétrolière, Limitée (SAREP), filiale de la Texaco Exploration Company, a continué les recherches pétrolières qu'elle poursuit dans le golfe Saint-Laurent depuis 1967 en vertu d'une convention conclue avec l'Hydro-Québec, qui détient les permis de prospection pétrolière dans cette zone.

SAREP et l'Hydro-Québec ont fait faire au cours de l'année quelque 1 280 milles linéaires de sondages sismiques dans plusieurs quadrilatères déterminés à l'aide des indications fournies par les études antérieures et, de plus, on a effectué un levé de surface géologique du pourtour des îles de la Madeleine et de l'île d'Anticosti.

En ce qui concerne les dépenses faites sur place en 1969, la part de l'Hydro-Québec s'est élevée à quelque $250 000. Les résultats des investigations sont encourageants et, à la fin de l'année, un premier forage d'exploration était en projet pour 1970.

Les permis d'exploration pétrolière que l'Hydro-Québec détient du ministère des Richesses naturelles portent sur une étendue d'environ 36 millions d'acres dans l'estuaire et le golfe Saint-Laurent et l'entente conclue avec SAREP est limitée à une zone de 3 300 000 acres comprenant les îles de la Madeleine.

Pylône de suspension
735 kV près du pont de Québec.

Photo : Alain Rinfret

L'Institut de Recherche de l'Hydro-Québec.

Photo : Alain Rinfret

l'approvisionnement

Les matériaux, fournitures et services commandés par la direction générale Approvisionnement en 1969 s'élèvent à $241 147 000, ce qui représente une augmentation de $70 919 000 ou de 41.7% par rapport à 1968. Cette augmentation est attribuable à l'expansion constante du réseau et notamment à la construction des lignes à 735 kV. Les achats globaux effectués au cours de l'année selon la ligne de conduite établie ont permis de réaliser une économie totale évaluée à $1 200 000.

(Il est à noter que les dates de livraison des commandes passées au cours d'une année peuvent s'étaler sur une période de quelques années, de même que les paiements.)

La vente de biens immobiliers a produit un montant de $1 389 000, soit $341 000 de plus que l'année précédente. D'autre part, l'acquisition des droits réels ou des immeubles requis pour l'exécution des grands projets de la Commission dans toute la province a occassionné la négociation de 4 351 achats, servitudes et conventions intéressant un montant global de $1 755 000, contre $3 057 000 en 1968.

Nouveaux immeubles
Au cours de l'année, deux nouveaux centres administratifs ont été inaugurés, l'un à Rimouski pour la région Matapédia et l'autre à Lévis dans la région Montmorency. De plus, l'Hydro-Québec a fait l'acquisition à Alma d'un centre de service pour ce district de la région Saguenay.

La tâche de pourvoir les régions et les zones de tous les locaux nécessaires est conditionnée par la nécessité de limiter les immobilisations aux besoins les plus urgents et par les baux déjà en vigueur.

Normalisation du matériel
La Commission a créé en juillet un comité de normalisation, présidé par le directeur général de l'Approvisionnement, qui a pour mission d'appliquer à l'échelle de la province un programme de normalisation des matériels et fournitures emmagasinés par l'Hydro-Québec.

Les quelque 300 000 variétés d'articles actuellement en stock dans les magasins répartis à travers la province représentent un investissement de $30 000 000 que la normalisation permettra de réduire considérablement. Les compagnies et les coopératives nationalisées en 1963 utilisaient une grande diversité de modèles et d'articles destinés aux mêmes usages; depuis, les efforts de codification et de normalisation du matériel ont porté principalement sur certains matériels de distribution, mais s'étendront désormais à l'ensemble des stocks.

le personnel

Le personnel de l'exploitation comptait 11 890 employés permanents à la fin de l'année, 167 de plus qu'au 31 décembre 1968, tandis que le personnel des chantiers de construction comprenait 2 307 personnes au début d'octobre, soit 1 981 de moins qu'un an auparavant. Les traitements et salaires versés au personnel de l'exploitation forment un total de $109 166 600, sans compter les diverses cotisations patronales, contre $104 320 000 en 1968, et ceux versés au personnel des chantiers un total de $21 499 000, contre $42 977 000 en 1968.

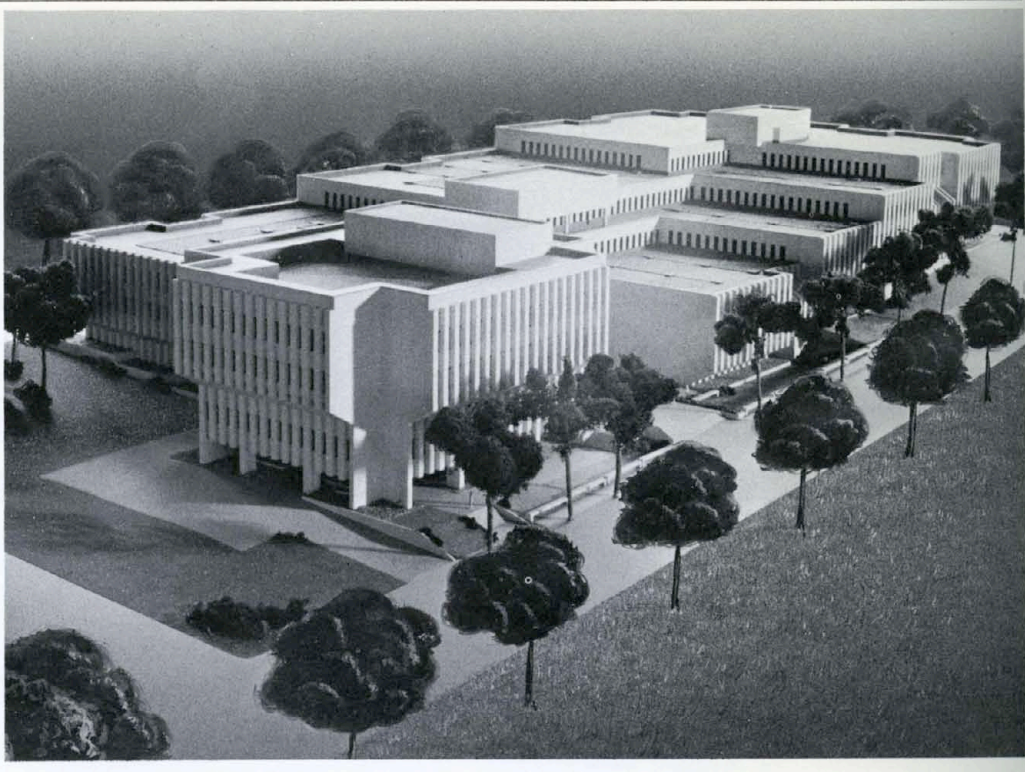
Au cours de l'année, 700 personnes ont été embauchées et affectées à des postes permanents, dont 21 finissants rencontrés dans cinq universités, ce qui représente une diminution de 46 par rapport à 1968, alors que nous avions accueilli 746 nouvelles recrues, dont 25 finissants. Par contre, 38 employés et 56 retraités sont décédés et 207 employés permanents ont pris leur retraite.

L'assurance-vie collective du personnel a occasionné 192 réclamations (décès et cas d'invalidité totale et permanente) qui ont coûté $2 411 185 contre 250 réclamations et $2 701 650 en 1968. Au 31 décembre, l'Association d'hospitalisation du Québec (Croix Bleue) avait remboursé aux employés un total de $1 431 661 en frais médicaux, chirurgicaux et hospitaliers, contre $2 247 945 en 1968.

Nouvelles conventions
La négociation de nouvelles et importantes conventions collectives touchant le personnel de l'exploitation et celui des chantiers de construction n'a produit aucun arrêt de travail en 1969.

Trois conventions régissant plus de 8 000 employés de l'exploitation ont été conclues pour la période du 1er janvier 1969 au 31 décembre 1971 avec les sections locales 957 (techniciens), 1 500 (métiers) et 2 000 (bureaux) du Syndicat canadien de la fonction publique. Pour chacune des trois années de ces ententes, les augmentations annuelles de salaires prévues sont de 5%, sauf dans le cas de la convention relative aux métiers, qui porte des majorations salariales de 5% en 1969, de 9% pour certaines catégories en 1970 et de 4.7% en 1971.

Tout à l'électricité:
maquettes des futurs complexes administratifs du gouvernement provincial à Québec.



En ce qui concerne le personnel des chantiers de construction des rivières Manicouagan et aux Outardes, deux nouvelles conventions devant expirer le 3 juin 1970 ont été conclues avec le Syndicat national de la construction (C.S.N.). De nouvelles conventions ont aussi été négociées pour diverses périodes avec l'Union internationale des employés professionnels et de bureau, local 57 (centrale Gentilly, 40 employés), avec le Syndicat des travailleurs de Bécancour (centrale Gentilly, 64 employés) et avec le local 6961 du Syndicat des métallurgistes unis d'Amérique (centrales Rapide-des-Îles et Première-Chute, 70 employés).

Formation et perfectionnement
L'effort déployé dans le domaine de la formation et du perfectionnement du personnel s'est accentué au cours de l'année. Grâce aux nouveaux programmes mis sur pied, 383 cadres ont participé à des sessions d'études en communication, près de 400 cadres supérieurs ont suivi un cours en gestion financière et près de 350 contremaîtres des régions et des zones ont participé à un cours préparé à leur intention. D'autre part, environ 550 cadres ont suivi des cours de perfectionnement dans le domaine technique. De plus, environ 900 employés ont suivi des cours dans différents instituts, après les heures de travail, afin de compléter leur formation.

Évaluation des postes
Depuis 1965, les comités responsables ont évalué 260 emplois de cadres supérieurs et 800 emplois de cadres subalternes. L'étude de quelque 1 200 autres emplois de cadres se poursuivait à la fin de l'année. En octobre, la Commission a approuvé l'ensemble du plan d'évaluation et son mode d'application, ainsi que les évaluations déjà faites dans le cas des cadres supérieurs.

Bourses d'étude
Seize bourses d'étude d'une valeur globale d'environ $70 000, dont 9 renouvellements, ont été accordées à des employés prometteurs pour leur permettre de poursuivre à plein temps des études universitaires au niveau du baccalauréat spécialisé, de la maîtrise ou du doctorat.

De plus, 42 employés, dont 13 nouvelles recrues de l'Institut de recherche, étaient en stage de spécialisation ou de formation à l'étranger. De son côté, l'Hydro-Québec a reçu 10 stagiaires de l'étranger et une cinquantaine de stagiaires canadiens venant des milieux universitaires ou industriels. Hors de l'Hydro-Québec, nous avons accordé 25 bourses d'une valeur globale d'environ $135 000, dont 15 renouvellements, à des universitaires québécois pour leur permettre de poursuivre des études conduisant au doctorat.

Prévention des accidents
Dans le personnel d'exploitation, l'indice de fréquence des accidents de travail, c'est-à-dire le nombre d'accidents à perte de temps par million d'heures de travail, qui avait été de 9.9 en 1967 et de 8.1 en 1968, s'établit à 8.3 pour 1969. En tout, il s'est produit 192 accidents, dont trois mortels, contre 186, dont deux mortels, en 1968.

Dans les chantiers de construction, où le nombre des heures de travail a considérablement diminué, l'indice de fréquence a légèrement baissé, passant de 21 à 20.8. Il s'est produit 174 accidents, dont 5 mortels, contre 270 accidents, dont deux mortels en 1968.

Médecine nucléaire
Le service de Radioprotection établi par la direction Santé en 1968 à la centrale nucléaire Gentilly a fait subir des examens médicaux au cours de l'année à près de 150 nouveaux employés de la centrale en vue de dépister toute contre-indication spécifique ou toute maladie incompatible avec ce genre de travail. Un cours de six semaines est donné aux nouvelles recrues pour leur enseigner les moyens d'autoprotection contre les rayonnements ionisants.

Le service de Radioprotection est dirigé par un docteur en sciences et comprend actuellement un ingénieur nucléaire, un radiophysicien, un radiobiochimiste et un ingénieur stagiaire en radioprotection.

En plus d'exercer une surveillance radiologique constante sur les membres du personnel et sur toutes les installations de la centrale, ces spécialistes auront pour tâche de prévenir toute pollution nucléaire des environs de la centrale, y compris l'eau du fleuve et l'atmosphère, afin d'assurer la protection des populations avoisinantes.

Photo : Marcel Bourassa

États financiers et statistiques

Rapport des vérificateurs 38

État consolidé des revenus et dépenses 39

Bilan consolidé 40

État consolidé des réserves 42

État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds 43

Notes explicatives sur les états financiers consolidés 44

Sommaire des revenus et dépenses consolidés 50

Ventes et revenus consolidés de cinq ans 51

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1969 52

Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite 53

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec 54

Rapport des vérificateurs

Nous avons examiné le bilan consolidé de la Commission hydroélectrique de Québec et ses filiales arrêté au 31 décembre 1969, les états consolidés des revenus et dépenses, des réserves, et de la provenance et utilisation des fonds s'y rattachant 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, les opérations de la Commission au cours de l'année ont été conformes à la loi et le bilan consolidé, les états consolidés des revenus et dépenses, des réserves, et de la provenance et utilisation des fonds s'y rattachant et formant le rapport de la Commission, présentent fidèlement la situation financière de la Commission et ses filiales au 31 décembre 1969, ainsi que les résultats de leurs opérations et la provenance et l'utilisation de leurs fonds 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 6 avril 1970

Léo Davignon, C.A.
de Davignon, L'Abbé, Verner & Associés
Raymond, Chabot, Martin, Paré & Associés
Comptables agréés

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

COMMISSION HYDROÉLECTRIQUE DE QUÉBEC ET SES FILIALES

État consolidé des revenus et dépenses

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre 1969

		1969	1968
Revenus	Ventes d'électricité	$416 012	$386 942
	Augmentation du revenu non facturé	4 315	3 049
		420 327	389 991
	Autres revenus d'exploitation (net)	10 781	7 837
		431 108	397 828
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses	143 704	130 050
	Provision pour renouvellements (dépréciation)	51 488	45 751
	Impôt provincial sur énergie produite	23 744	22 088
	Taxes scolaires et municipales	18 091	17 999
	Achat d'énergie	17 536	18 750
		254 563	234 638
Revenu net d'exploitation		**176 545**	163 190
	Moins: Intérêt (net) (note 8)	98 516	89 189
	Profit sur rachat pour fonds d'amortissement (note 5)	(6 736)	(3 738)
	Intérêt sur réserves (note 7)	39 284	33 852
		131 064	119 303
Disponible pour réserves		**$ 45 481**	$ 43 887
Provision pour (note 7)	Éventualités	$ 18 002	$ 19 328
	Stabilisation des tarifs	8 407	7 800
	Amortissement	19 072	16 759
		$ 45 481	$ 43 887

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

COMMISSION HYDROÉLECTRIQUE DE QUÉBEC ET SES FILIALES

Bilan consolidé

(en milliers de dollars)
au 31 décembre 1969

	Actif	1969	1968
Immobilisations	Propriétés et outillage, au prix coûtant:		
	En exploitation	$3 404 418	$2 991 603
	Construction en cours	608 383	791 043
		4 012 801	3 782 646
	Moins réserve pour renouvellements (dépréciation accumulée)	705 882	663 420
		3 306 919	3 119 226
	Équipement de construction, d'exploitation et divers, au prix coûtant, moins montant amorti	25 486	28 503
		3 332 405	3 147 729
Disponibilités	Encaisse et bons du trésor, au prix coûtant	15 917	15 894
	Comptes à recevoir	51 135	52 179
	Revenu non facturé	31 644	27 329
	Matériaux et fournitures, au prix coûtant	29 594	23 926
	Frais imputables aux opérations futures	3 415	5 255
		131 705	124 583
Autres actifs	Placements, au prix coûtant (note 1)	132 219	58 296
	Escompte sur obligations et frais d'émission non amortis	44 924	41 184
	Comptes à recevoir	10 534	10 749
	Prêts hypothécaires aux employés	3 993	4 531
	Coût reporté sur achat d'énergie (note 2)	1 920	—
		193 590	114 760
		$3 657 700	$3 387 072

	Passif	1969	1968
Dette à long terme	Obligations — garanties par la province de Québec (note 3)	$2 515 523	$2 319 585
	Moins fonds d'amortissement (notes 3 et 5)	53 943	56 278
		2 461 580	2 263 307
	Prime nette de change (note 4)	79 726	71 668
		2 541 306	2 334 975
	Autre dette à long terme (note 6)	12 561	12 504
		2 553 867	2 347 479
Billets à payer	Billets à payer échéant en deçà de trois ans dont $154 574 et $168 806 sont dus en deçà d'un an	**183 892**	198 568
Exigibilités	Découverts de banque	3 296	9 998
	Emprunts de banque	2 000	9 450
	Comptes à payer et frais courus	63 944	61 724
	Intérêt couru	43 094	37 136
		112 334	118 308
Passif différé	Indemnités — accidents du travail	2 546	2 633
	Dépôts et avances des abonnés	8 622	8 410
		11 168	11 043
Réserves (note 7)	Éventualités	310 519	277 215
	Stabilisation des tarifs	147 289	131 617
	Amortissement	338 631	302 842
		796 439	711 674
		$3 657 700	$3 387 072

Pour la Commission :
(signé) Roland Giroux, président
(signé) Georges Gauvreau, commissaire
Montréal, le 6 avril 1970

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

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

État consolidé des réserves

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre 1969

	Total	Éventualités	Stabilisation des tarifs	Amortissement
Solde — 31 décembre 1968	$711 674	$277 215	$131 617	$302 842
Plus :				
Intérêts sur réserves	39 284	15 302	7 265	16 717
Provision provenant du revenu consolidé	45 481	18 002	8 407	19 072
Solde — 31 décembre 1969	**$796 439**	**$310 519**	**$147 289**	**$338 631**

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

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 1969

	1969		1968	
Provenance des fonds				
Exploitation de l'année — Disponible pour réserves	$ 45 481		$ 43 887	
Moins : Profit net sur placements pour le fonds d'amortissement	6 736		3 738	
	38 745		40 149	
Plus : Provision pour renouvellements (dépréciation)	51 488		45 751	
Intérêts sur réserves	39 284		33 852	
Amortissement de l'équipement d'exploitation	3 318		3 067	
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission d'obligations	2 899	$135 734	2 526	$125 345
Émission d'obligations (moins escompte et frais d'émission)	265 789		177 347	
Plus prime de change sur obligations émises en devises des États-Unis	8 059	273 848	9 783	187 130
Item divers (net)		4 385		9 650
		$413 967		$322 125
Utilisation des fonds				
Investissement dans les propriétés et l'outillage (coût)	$244 846		$268 922	
Moins : Amortissement de l'équipement de construction	2 200	$242 646	6 031	$262 891
Échéance de la dette à long terme		39 549		27 135
Achats d'obligations pour le fonds d'amortissement (coût)		29 001		27 480
Achats d'actions et d'obligations de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited		75 000		40 000
Diminution (augmentation) de la dette à court terme		14 676		(12 626)
Augmentation (diminution) du fonds de roulement		13 095		(22 755)
		$413 967		$322 125

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

Notes explicatives sur les états financiers consolidés

au 31 décembre 1969

	1969 ($'000')	1968 ($'000')
Note 1		
Placements, au prix coûtant		
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir note 10) —		
Obligations, hypothèque générale, 7½%, échéant en 2010 (valeur nominale 100 millions de dollars au 31 décembre 1969 et 25 millions de dollars au 31 décembre 1968)	$ 90 500	$22 625
Actions ordinaires :		
Entièrement libérées	34 333	27 208
	124 833	49 833
Entreprises Gelco Ltée, billet non garanti, 4%, échéant en 1991	7 250	7 315
Saint John Realty Co., billet ne portant pas intérêt	—	386
Placements divers	136	762
	$132 219	$58 296

Note 2

Coût reporté sur achat d'énergie

En vertu d'un contrat intervenu avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir note 10), la Commission s'est engagée à payer à la Corporation une partie des frais d'intérêt sur les obligations de première hypothèque, les obligations d'hypothèque générale et autres dettes de ladite Corporation. Les paiements effectués en vertu de cette entente ont été reportés pour être amortis au cours des années où la Commission recevra de l'énergie.

Note 3

Obligations

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000')
					(note 5)
	Commission hydroélectrique de Québec				
"D"	3%	1947	1970-1973	$ 22 300	
*"K"	3½%	1953	1978	43 306 É.-U.	$13 702
*"L"	3¼%	1954	1974	20 860	170
*"M"	3½%	1955	1975	29 172	
*"N"	3½%	1956	1981	45 801 É.-U.	13 556
*"O"	4¼%	1956	1976	19 241	
*"P"	4¼%	1956	1981	30 432 É.-U.	6 975
*"Q"	4⅜%	1957	1977	41 816 É.-U.	5 703
*"S"	5%	1957	1975, 1982	22 783	
*"T"	3¾%	1958	1983	44 813 É.-U.	7 624
*"V"	5%	1958	1979	16 714	
*"W"	5%	1959	1980	24 849	
*"X"	5%	1959	1984	42 481 É.-U.	2 207
*"Y"	6%	1959	1979	21 212	
*"Z"	5½%	1960	1982	29 418	
*"AA"	5½%	1960	1983	22 042	
*"AB"	5½%	1961	1985	35 502	
*"AC"	5½%	1961	1985	32 848	
*"AD"	5½%	1962	1982	37 090	
*"AF"	5½%, 5¾%	1962	1970, 1984	55 170	659
*"AG"	5%	1963	1988	278 449 É.-U.	
"AH"	4%	1963	1973	20 000	
"AI"	4½%	1963	1973	7 118	
"AJ"	5%	1963	1973	12 196	
"AK"	5½%	1963	1973	5 775	
"AL"	6%	1963	1973	8 089	
*"AM"	5¼%	1963	1986	46 157	
*"AN"	5%, 5½%, 5½%	1964	1971, 1984, 1994	47 856	
*"AO"	4½%	1964	1994	50 000 É.-U.	2 917
*"AP"	4¾%	1964	1989	46 830 É.-U.	430
*"AQ"	5½%	1964	1988	56 786	
*"AR"	5½%, 5%	1965	1987, 1995	71 086	
*"AS"	4⅝%	1965	1985	50 000 É.-U.	
*"AT"	5¼%	1966	1987	50 000 É.-U.	
*"AU"	6%	1966	1991	48 439	
*"AV"	5⅜%	1966	1992	60 000 É.-U.	
*"AW"	6%	1966	1980, 1990	48 212	
*"AX"	6¼%	1966	1991	40 000 É.-U.	
*"AY"	6¼%	1967	1993	60 000 É.-U.	
*"AZ"	6½%	1967	1978, 1990	48 861	
*"BA"	6¼%	1967	1993	50 000 É.-U.	
*"BB"	6½%	1967	1992	50 000 É.-U.	
*"BC"	6¾%, 7%, 6% et 7%	1967	1970-1977, 1980, 1994	57 000	
*"BD"	6⅞%	1968	1989	60 000 É.-U.	
*"BE"	7½%, 7½%, 7%	1968	1970-1978, 1980, 1994	48 800	
*"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	1972 (1992 au choix des détenteurs)	25 000	
*"BL"	9¾%	1969	1995	41 700 É.-U.	
				$2 298 465	**$53 943**

*À fonds d'amortissement.

Notes explicatives sur les états financiers consolidés

au 31 décembre 1969

Note 3 - suite

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000')
					(note 5)
La Compagnie d'Électricité Shawinigan					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"H"	3½%	1945	1970	$ 13 107	
"J"	3½%	1945	1970	6 760	
"M"	3%	1946	1971	25 000	É.-U.
"N"	3%	1946	1971	5 849	
"O"	3¼%	1947	1972	11 833	
"P"	3½%	1948	1973	19 839	
"Q"	3%	1950	1975	14 650	É.-U.
"R"	4¾%	1956	1976	11 146	
"S"	5¾%	1961	1981	15 414	
				123 598	
Obligations amortissables					
—	5½%	1957	1972	13 347	
				$ 136 945	
St. Maurice Power Corporation					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"A"	3¼%	1946	1970	**$ 6 667**	
Southern Canada Power Company, Limited					
Obligations garanties par première hypothèque					
"B"	3½%	1946	1976	$ 5 560	
"C"	3½%	1948	1976	2 500	
"D"	3⅜%	1951	1981	2 500	
				$ 10 560	
Compagnie Quebec Power					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"F"	3%	1947	1972	$ 2 623	
"G"	6¼%	1962	1982	12 777	
				$ 15 400	

Note 3 - suite

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000')
					(note 5)
Compagnie d'Électricité Gatineau					
Obligations garanties par première hypothèque					
"C"	3%	1946	1970	$ 36 279 É.-U.	
"D"	3¼%	1946	1970	1 821	
"E"	3¾%	1948	1973	2 274	
				$ 40 374	
La Compagnie de Pouvoir du Bas Saint-Laurent					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"E"	4½%	1953	1973	$ 788 É.-U.	
"F"	5⅞%	1959	1984	925 É.-U.	
				$ 1 713	
Northern Quebec Power Company, Limited					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"B"	5⅛%	1954	1974	**$ 499**	
La Compagnie électrique du Saguenay					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"C"	4⅞%	1953	1973	$ 1 020	
Obligations amortissables garanties par hypothèque générale					
"A"	5½%	1962	1982	3 880	
				$ 4 900	
Total des obligations				**$2 515 523**	**$53 943**

Un contrat signé par la Commission avant le 31 décembre 1969 prévoit l'émission en date du 17 février 1970, d'un montant de $8 300 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "BL", 9¾%. De plus, un contrat a été signé le 22 janvier 1970 pour l'émission en date du 1er février 1970 d'un montant de $50 000 000 d'obligations en devises canadiennes de la série "BM", 9½% et un autre contrat a été signé le 3 mars 1970 pour une émission datée du 15 mars 1970 d'un montant de $60 000 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "BN", 9¼%.
Les obligations des filiales sont garanties par la Commission et cet engagement est garanti par la province de Québec. Les échéances et exigences des fonds d'amortissement des obligations pour 1970 se chiffrent à environ 112 millions de dollars.

Notes explicatives sur les états financiers consolidés

au 31 décembre 1969

Note 4

Prime nette de change

La dette à long terme consolidée comprend un montant de $1 318 270 000 payable en devises des États-Unis, comptabilisée à un taux de change de $1 É.-U. pour $1 canadien, et un montant de 250 millions de marks allemands comptabilisé au 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, aux 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.
La prime de change requise pour convertir en dollars canadiens la dette nette payable en devises étrangères aux taux de change en vigueur le 31 décembre 1969 serait de $20 835 637 supérieure à la prime nette de change apparaissant au bilan consolidé.

Note 5

Fonds d'amortissement

La Commission investit la presque totalité de ses fonds d'amortissement dans ses propres obligations et dans celles de ses filiales. Les obligations d'une série achetées pour le fonds d'amortissement de la même série ont été annulées. Le solde des placements des fonds d'amortissement est comptabilisé au pair quant aux obligations de la Commission et au coût ($2 230 000) quant aux autres placements.

Note 6

Autre dette à long terme

	1969 ($'000')	1968 ($'000')
L'Office de l'Électrification rurale, 1970-1993	$ 10 527	$ 11 227
Autres dettes à long terme échéant de 1970 à 1992	2 034	1 277
	$ 12 561	$ 12 504

La dette à l'Office de l'Électrification rurale ne porte pas intérêt en autant que les conditions en sont respectées. Les échéances de 1970 se chiffrent à environ $900 000.

Note 7

Réserves

La loi de la Commission hydroélectrique de Québec stipule que la Commission doit maintenir des réserves pour l'amortissement du capital engagé, pour éventualités, et pour stabilisation des tarifs. 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 5.52% en 1969 et 5.34% en 1968. Ces intérêts ont été imputés aux comptes de revenus et dépenses.

Note 8

Intérêt

	1969 ($'000')	1968 ($'000')
Intérêt sur dette à long terme	$130 654	$117 023
Intérêt sur emprunts, découverts bancaires et sur dette à court terme	17 962	12 761
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission des obligations	2 899	2 526
	151 515	132 310
Moins :		
Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	43 885	38 559
Profit sur disposition des actions ordinaires de British Newfoundland Corporation Ltd.	—	1 092
Intérêt net sur placements	9 114	3 470
	52 999	43 121
	$ 98 516	$ 89 189

Note 9

Pensions

Le Régime de retraite des employés de l'Hydro-Québec est un régime contributoire à prestation définie 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 coût des services passés non pourvu aux états financiers consolidés s'élevait à environ 33 millions de dollars suivant une étude actuarielle des régimes au 31 décembre 1968.

Les frais de pension de $10 139 000 en 1969 ($8 385 000 en 1968) constituent la provision requise pour les contributions à la caisse de retraite et au Régime de rentes du Québec pour services présents, pour l'intérêt sur le coût des services passés non pourvu et pour l'amortissement de ce coût sur une période finissant le 31 décembre 1995.

Note 10

Engagements

a. Les chutes Churchill

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 a commencé à construire aux chutes Churchill, au Labrador, et dont la puissance nominale sera de 5 225 000 kilowatts.

Cette Corporation 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 à 950 millions de dollars. Au 31 décembre 1969, l'Hydro-Québec détenait 34.2% des actions ordinaires de cette Corporation et 100 millions de dollars de ses obligations d'hypothèque générale, le tout à un coût de 124.8 millions de dollars. Dans le cas où la Corporation 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 à 80 millions de dollars environ jusqu'à l'an 2016 et seront d'environ 63 millions de dollars durant les 25 dernières années. La Commission s'est également engagée à payer à la Corporation une partie des frais d'intérêt sur les obligations de première hypothèque, les obligations d'hypothèque générale et autres dettes de ladite Corporation. La Commission prévoit que ces paiements ne dépasseront pas 15 millions de dollars 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 la Corporation.

La Commission s'est entendue avec The Hydro-Electric Power Commission of Ontario et avec The New Brunswick Electric Power Commission pour leur vendre de 1972 à 1978, des quantités importantes d'énergie qui dépasseront ses exigences.

b. Autres engagements

Les engagements relatifs aux contrats de construction, aux achats de matériel et d'équipement se chiffrent approximativement par 164 millions de dollars au 31 décembre 1969.

Sommaire des revenus et dépenses consolidés

(en milliers de dollars)

		1969	1968	1967	1966	1965
Revenus	Ventes d'électricité	$416 012	$386 942	$353 508	$313 530	$288 156
	Augmentation du revenu non facturé	4 315	3 049	5 054	1 942	878
	Autres revenus à l'exploitation (net)	10 781	7 837	7 141	6 024	7 527
		431 108	397 828	365 703	321 496	296 561
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses	143 704	130 050	112 947	95 216	82 586
	Provision pour renouvellements (dépréciation)	51 488	45 751	42 622	54 191	49 502
	Impôt provincial sur énergie produite	23 744	22 088	22 179	21 679	19 524
	Taxes scolaires et municipales	18 091	17 999	14 476	11 237	9 776
	Achat d'énergie	17 536	18 750	18 230	18 203	19 022
		254 563	234 638	210 454	200 526	180 410
Revenu net d'exploitation		**176 545**	163 190	155 249	120 970	116 151
Autres frais	Intérêt: sur dette à long terme	130 654	117 023	105 095	93 117	83 672
	sur emprunts et découverts bancaires et sur dette à court terme	17 962	12 761	13 069	9 444	4 676
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission des obligations	2 899	2 526	2 375	2 460	2 474
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	(43 885)	(38 559)	(33 763)	(31 169)	(29 744)
	Profit sur disposition des actions ordinaires de British Newfoundland Corporation, Ltd.	—	(1 092)	—	—	—
	Intérêt net sur placements	(9 114)	(3 470)	(4 156)	(2 446)	(1 539)
		98 516	89 189	82 620	71 406	59 539
	Profit sur rachat pour fonds d'amortissement	(6 736)	(3 738)	(2 922)	(1 490)	(400)
	Intérêt sur réserves	39 284	33 852	28 589	25 315	22 291
		131 064	119 303	108 287	95 231	81 430
Disponible pour réserves		**$ 45 481**	$ 43 887	$ 46 962	$ 25 739	$ 34 721
Provision pour	Éventualités	$ 18 002	$ 19 328	$ 23 872	$ 4 740	$ 15 338
	Stabilisation des tarifs	8 407	7 800	7 171	6 309	5 781
	Amortissement	19 072	16 759	15 919	14 690	13 602
		$ 45 481	$ 43 887	$ 46 962	$ 25 739	$ 34 721

Ventes et revenus consolidés de cinq ans

		1969	1968	1967	1966	1965
Énergie produite et achetée (en millions de kWh)	Produite (net)	46 760	43 068	41 201	39 461	34 844
	Achetée	4 298	4 660	4 576	4 551	4 939
		51 058	47 728	45 777	44 012	39 783
	Pertes et service interne	4 287	4 076	4 134	3 929	3 673
	Livrée suivant entente (net)	458	582	411	353	5
	Ventes totales	**46 313**	43 070	41 232	39 730	36 105
Ventes d'électricité (en millions de kWh)	Service domestique	10 883	10 125	9 432	8 345	7 607
	Service commercial (inclut municipal)	5 505	4 367	3 609	2 985	2 945
	Service industriel: Energie souscrite	23 334	22 174	21 342	20 514	18 775
	Excédentaire	819	640	687	1 074	664
	Éclairage des rues et luminaires	413	402	336	283	249
	Transport	164	176	218	43	50
	Ventes en bloc: Energie souscrite	3 710	3 802	3 674	4 132	4 093
	Excédentaire	826	642	951	1 543	357
	Inter-services	659	742	983	811	1 365
	Ventes totales	**46 313**	43 070	41 232	39 730	36 105
Revenu des ventes (en milliers de dollars)	Service domestique	$148 661	$139 670	$124 090	$101 618	$ 93 656
	Service commercial (inclut municipal)	83 912	70 816	60 806	51 122	49 891
	Service industriel: Energie souscrite	150 602	144 999	138 090	130 090	116 974
	Excédentaire	2 957	2 228	2 137	2 625	2 003
	Éclairage des rues et luminaires	10 346	9 629	7 593	6 799	5 646
	Transport	1 318	1 363	1 684	382	430
	Ventes en bloc: Energie souscrite	14 383	14 714	14 340	15 130	14 790
	Excédentaire	1 844	1 285	1 804	3 352	875
	Inter-services	1 989	2 238	2 964	2 412	3 891
	Revenu total des ventes	**$416 012**	$386 942	$353 508	$313 530	$288 156
Nombre des abonnés	(en fin d'année)	**1 761 052**	1 707 773	1 646 302	1 581 241	1 539 073
Nombre des abonnés domestiques et agricoles	(en fin d'année)	**1 561 121**	1 518 118	1 465 676	1 406 047	1 365 059

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1969

Production brute		Le réseau consolidé (en millions de kWh)
Centrales hydrauliques		
Outaouais supérieur	(6 centrales)	2 402
Gatineau	Paugan	955
	Autres (4 centrales)	1 239 — 2 194
Outaouais inférieur	Carillon	2 592
	Autres (9 centrales)	944 — 3 536
Saint-Laurent supérieur	Beauharnois	11 653
	Autre (1 centrale)	755 — 12 408
Saint-Maurice	La Trenche	1 575
	Beaumont	1 372
	La Tuque	1 247
	Shawinigan 2	1 124
	Autres (4 centrales)	3 569 — 8 887
Bersimis	Bersimis 1	5 328
	Bersimis 2	2 790 — 8 118
Outardes	Outardes 3	760
	Outardes 4	564 — 1 324
Manicouagan	Manicouagan 2	3 239
	Autres (A) (2 centrales)	729 — 3 968
Autres rivières	(16 centrales)	663
Total	(54 centrales hydrauliques)	43 500
Centrales thermiques	Tracy	3 566
	Autres (15 centrales)	34 — 3 600
Production brute totale	(B) (70 centrales)	47 100
Moins : consommation interne des centrales		340
Production totale (net)		46 760
Énergie achetée de	Alcan	3 842
	MacLaren Power Co.	244
	Achats divers	212
Total		4 298
Moins : livrée suivant entente (net)		458
Apport d'énergie		3 840
Débit net du réseau		50 600
Ventes totales		46 313
Pertes		4 287
Charge maximum en (MW)	Souscrite	8 499
	Excédentaire	95
	Soutien réseaux voisins	175

(A) les groupes 6 et 7 de McCormick, sous location, sont comptés comme une centrale.
(B) l'Hydro-Québec en possède 69.

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 arrêté au 31 décembre 1969 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, les états de l'actif et de la réserve et des revenus et dépenses ci-joints présentent fidèlement l'actif de la Caisse de retraite au 31 décembre 1969, 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 6 avril 1970.

Léo Davignon, C.A.
de Davignon, L'Abbé, Verner & Associés
Raymond, Chabot, Martin, Paré & Associés
Comptables agrées

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

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État des revenus et dépenses

pour l'année terminée le 31 décembre 1969

		1969	1968
Revenus	Contributions: Employés	$ 3 738 421	$ 3 677 750
	Hydro-Québec	7 449 455	7 329 783
		11 187 876	11 007 533
	Contributions additionnelles pour services antérieurs, moins annulations	11 597	207 928
		11 199 473	11 215 461
	Moins: remboursements aux employés qui ont quitté le service	267 516	295 225
		10 931 957	10 920 236
	Revenus sur placements	3 648 557	2 835 038
		14 580 514	13 755 274
Dépenses	Pensions payées	2 315 934	1 925 011
Revenu net	versé au compte de réserve	**$12 264 580**	$11 830 263

La note ci-jointe constitue une partie intégrante des états financiers.

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État de l'actif et de la réserve

au 31 décembre 1969

Actif (note)	1969	1968
Placements, au prix coûtant :		
Obligations de, ou garanties par la province de Québec	$43 883 718	$38 252 352
Obligations de municipalités et de commissions scolaires	13 826 647	13 226 275
Autres obligations	166 161	—
	57 876 526	51 478 627
(Valeur nominale $62 450 900, valeur du marché approximative $46 082 000)		
Actions ordinaires (valeur du marché $447 000)	350 000	—
Placement à court terme	5 500 000	—
	63 726 526	51 478 627
Intérêt couru sur placements	1 024 750	874 151
Contributions à recevoir des employés pour années de services antérieurs	37 127	61 027
Montant à recevoir de l'Hydro-Québec	424 283	534 301
	$65 212 686	$52 948 106

Réserve		
Solde, 1er janvier	$52 948 106	$41 117 843
Revenu net de l'année	12 264 580	11 830 263
Solde, 31 décembre	**$65 212 686**	$52 948 106

La note ci-jointe constitue une partie intégrante des états financiers.

Approuvé pour la Commission :
(signé) Roland Giroux, président
(signé) Georges Gauvreau, commissaire

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

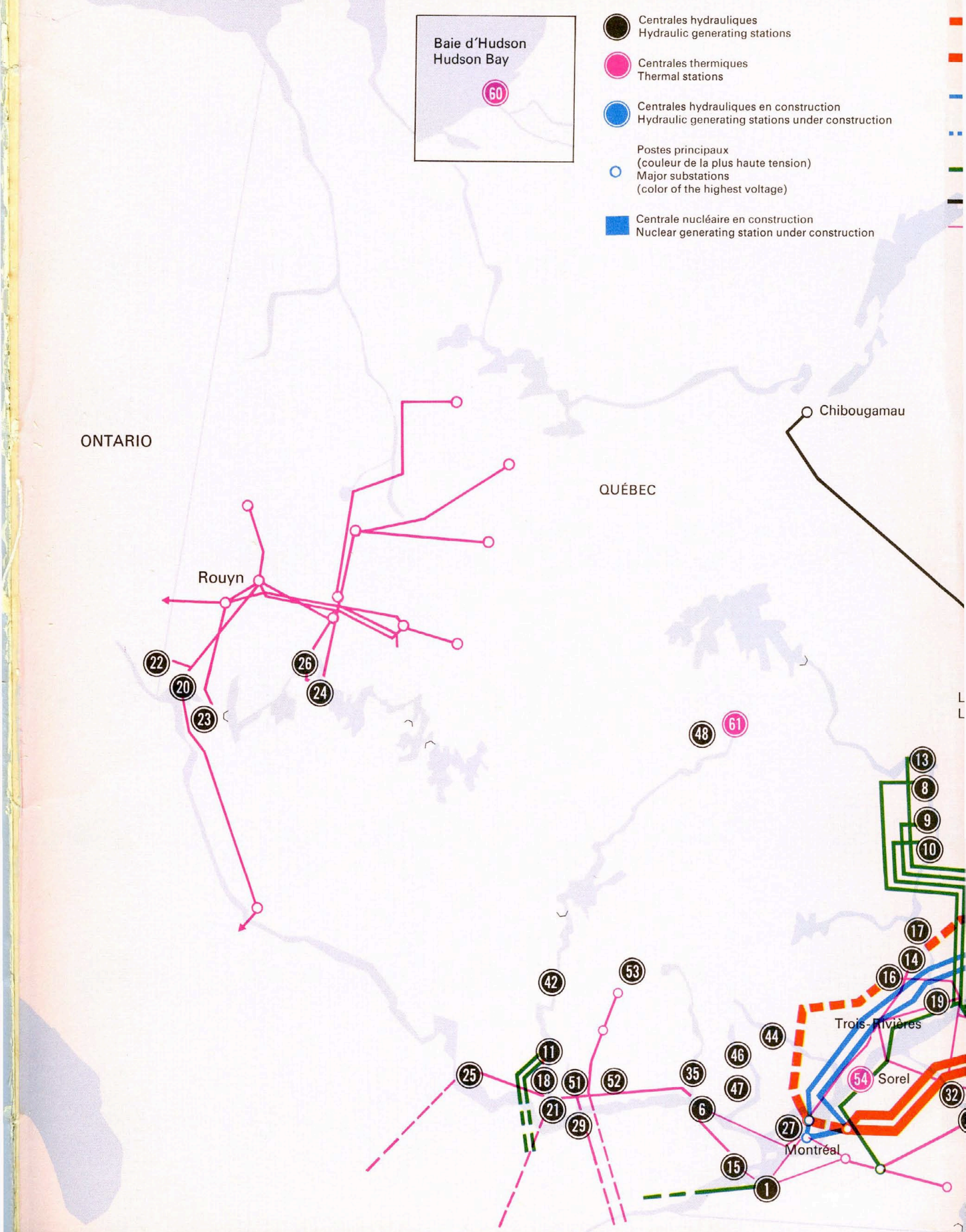
Montréal, Canada, le 6 avril 1970.

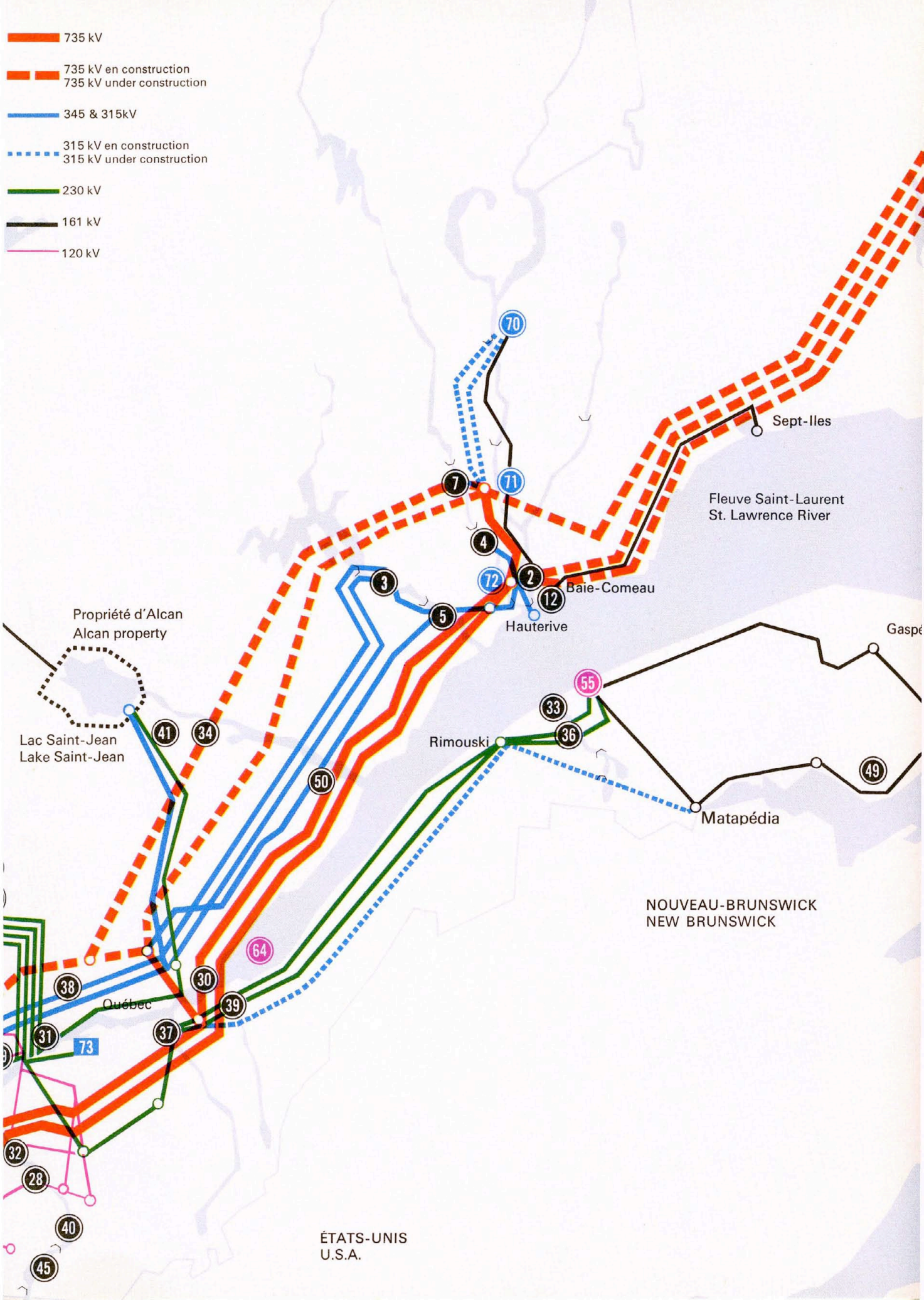
Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

Note explicative sur les états financiers

au 31 décembre 1969

Ces états ne montrent que l'actif de la Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec et n'indiquent pas la suffisance 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 1968 ont démontré que le coût des services passés non pourvu à cette date s'élevait à environ 33 millions de dollars. Il a été établi que les contributions actuelles sont suffisantes pour défrayer le coût des services présents, l'intérêt sur le coût des services passés non pourvu et l'amortissement de ce coût non pourvu sur la période se terminant le 31 décembre 1995.


Baie d'Hudson
Hudson Bay
60
Centrales hydrauliques
Hydraulic generating stations
Centrales thermiques
Thermal stations
Centrales hydrauliques en construction
Hydraulic generating stations under construction
Postes principaux
(couleur de la plus haute tension)
Major substations
(color of the highest voltage)
Centrale nucléaire en construction
Nuclear generating station under construction
ONTARIO
QUÉBEC
Chibougamau
Rouyn
Trois-Rivières
Sorel
Montréal
22
20
23
26
24
48
61
13
8
9
10
17
14
16
19
44
54
32
42
53
11
25
18
51
52
35
46
47
6
21
29
27
15
1


735 kV
735 kV en construction
735 kV under construction
345 & 315kV
315 kV en construction
315 kV under construction
230 kV
161 kV
120 kV
70
71
7
4
3
72
2
12
5
Sept-Iles
Fleuve Saint-Laurent
St. Lawrence River
Baie-Comeau
Hauterive
Propriété d'Alcan
Alcan property
Gaspé
55
33
36
41
34
Lac Saint-Jean
Lake Saint-Jean
Rimouski
50
49
Matapédia
NOUVEAU-BRUNSWICK
NEW BRUNSWICK
64
38
30
Québec
39
31
37
73
32
28
40
45
ÉTATS-UNIS
U.S.A.

Vers chutes Churchill
Towards Churchill Falls
58
63
62
69
67
65
59
66
43
57
TERRE-NEUVE
NEWFOUNDLAND
Gaspé
Iles-de-la-Madeleine
Magdalen Islands
56
68
N
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD
PRINCE EDWARD ISLAND
NOUVELLE-ÉCOSSE
NOVA SCOTIA

Centrales de l'Hydro-Québec en service ou en construction

au 31 décembre 1969

CENTRALES EN EXPLOITATION

Hydroélectriques

	Puissance (kilowatts)
1 — Beauharnois	1 574 260
2 — Manic 2	1 015 200
3 — Bersimis 1	912 000
4 — Outardes 3	756 200
5 — Bersimis 2	655 000
6 — Carillon	654 500
7 — Outardes 4	632 000
8 — La Trenche	286 200
9 — Beaumont	243 000
10 — La Tuque	216 000
11 — Paugan	201 975
12 — Manic 1	184 410
13 — Rapide-Blanc	183 600
14 — Shawinigan 2	163 000
15 — Les Cèdres	162 000
16 — Shawinigan 3	150 000
17 — Grand'Mère	148 075
18 — Chelsea	144 000
19 — La Gabelle	123 750
20 — Rapide-des-Îles	109 890
21 — Rapides-Farmers	98 250
22 — Première-Chute	93 150
23 — Rapides-des-Quinze	89 600
24 — Rapide 7	57 000
25 — Bryson	56 000
26 — Rapide 2	48 000
27 — Rivière-des-Prairies	45 000
28 — Chute-Hemmings	28 800
29 — Hull 2	27 280
30 — Sept-Chutes	18 720
31 — Saint-Narcisse	15 000
32 — Drummondville	14 600
33 — Métis 1	6 400
34 — Pont-Arnault	5 450
35 — Chute-Bell	4 800
36 — Métis 2	4 250
37 — Chaudière	3 500
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 — Parent	800
49 — Saint-Elzéar	700
50 — Anse-Saint-Jean	500
51 — High-Falls	340
52 — Thurso	275
53 — Val-Barrette	130

Thermo-électriques

54 — Tracy	600 000
55 — Les Boules	36 000
56 — Cap-aux-Meules	8 665
57 — Havre-Saint-Pierre	4 000
58 — Blanc-Sablon	1 550
59 — Natashquan	1 350
60 — La Baleine	1 000
61 — Parent	700
62 — La Tabatière	550
63 — Saint-Augustin	475
64 — Île-aux-Grues	400
65 — Johan Beetz	355
66 — La Romaine	320
67 — Harrington Harbour	273
68 — Île-d'Entrée	222
69 — Tête-à-la-Baleine	170

CENTRALES EN CONSTRUCTION

Hydroélectriques

	en service	puissance kw
70 — Manic 5	1970-71	1 296 000
71 — Manic 3*	1975-76	1 176 000
72 — Outardes 2**		454 000

Nucléaire électrique

73 — Gentilly	1971	250 000

* Les travaux doivent débuter au printemps de 1970.

** Les travaux sont suspendus depuis 1968.

Puissance installée dans les centrales hydroélectriques (53) en service	9 152 891
Puissance installée dans les centrales thermiques (16)	656 030
Puissance totale en exploitation au 31 décembre 1969	**9 808 921**