

Winnipeg et le fleuve Nelson. Dans le cadre de ce projet, la centrale de Jenpeg, située sur le canal de dérivation, devait entrer en service au milieu de 1976, date à laquelle trois des six groupes bulbes de 28 MW sous faible chute devaient commencer à fonctionner. L'autre voie de dérivation qui emprunte les cours des rivières Rat - Burntwood entre la Churchill et le Nelson était presque terminée, notamment aux emplacements des chutes Missi et du lac Notigi. La structure des chutes Missi devrait régulariser le débit du lac Sud des Indiens à la rivière Churchill. L'aménagement Notigi, situé au déversoir du lac Notigi dans la rivière Rat, doit au départ régulariser le débit des eaux, mais pourra par la suite servir à la production électrique.

Les plans d'expansion du réseau de transport HTCC reliant les centrales du Nelson au sud du Manitoba comprenaient l'accroissement de la puissance de conversion aux postes émetteurs et récepteurs. En 1975, du matériel de conversion a été commandé pour l'aménagement de la deuxième installation bipolaire du réseau de transport HTCC du fleuve Nelson. Celle-ci sera constituée d'un thyristor de  $\pm 500$  kV d'une puissance de 1 800 MW pouvant absorber la production des centrales de Kettle, de Long Spruce et de Limestone. Ces derniers travaux seront effectués progressivement entre 1978 et 1983, suivant le calendrier d'aménagement des divers groupes générateurs.

L'Hydro-Manitoba projetait d'accroître ses interconnexions avec les États-Unis pour augmenter la puissance de la connexion actuelle de 230 kV avec la Northern States Power Company au Minnesota. En mars 1976, l'Office national de l'énergie a approuvé une demande de licence pour la création d'un second circuit international de 230 kV devant assurer l'interconnexion avec la Minnesota Power and Light. Parmi les avantages que ce projet présente pour le Manitoba, on peut mentionner les ventes d'électricité lors des variations saisonnières du débit des eaux et à partir des réserves d'eau temporaires obtenues grâce à la souplesse opérationnelle des aménagements hydroélectriques; les services interconnectés des États-Unis dépendent surtout de la production thermique et enregistrent leurs appels maximaux de puissance au cours de l'été, contrairement à ceux du Manitoba qui, comme tous les services publics du Canada, les enregistrent au cours de l'hiver. Le Manitoba a également de nombreuses interconnexions avec la Saskatchewan et le nord-ouest de l'Ontario.

**Saskatchewan.** La Saskatchewan Power Corporation a été créée en 1949 par la Power Corporation Act (SRS 1965, chap. 40, version modifiée). Elle a remplacé la Saskatchewan Power Commission qui avait été mise sur pied en 1929. Les fonctions de la société comprenaient à l'origine la production, le transport et la distribution, la vente et la livraison d'énergie électrique. L'objectif était de fournir de l'énergie électrique dans toute la province et à des taux raisonnables. Depuis 1952, la société est autorisée à produire ou acheter et à transporter, distribuer, vendre et livrer du gaz naturel ou manufacturé.

En novembre 1975, une turbine à gaz de 70 MW est entrée en service à Landis, à 75 milles (121 km) au nord-ouest de Saskatoon. On prévoit également une caverne souterraine pour le stockage du gaz qui permettra de répondre aux appels de pointe durant l'hiver sans surcharger le réseau du gaz.

En 1977, un groupe additionnel de 300 MW devrait porter à 882 MW la puissance totale installée de la centrale thermique de Boundary Dam alimentée au lignite. Le projet suivant est une nouvelle centrale alimentée au lignite qui s'appellera Poplar River près de Coronach dans le centre-sud de la Saskatchewan, et la date prévue d'entrée en service de son premier groupe de 300 MW est 1979. On envisage également des aménagements hydrauliques à Wintego sur la rivière Churchill et à Nipawin sur la rivière Saskatchewan.

En 1975, environ 68.8% de l'énergie électrique a été produite par des centrales thermiques, et le reste par des centrales hydrauliques.

**Alberta.** La production d'énergie électrique en Alberta est assurée par deux grandes sociétés par actions et trois services municipaux. En outre, un certain nombre de réseaux municipaux s'occupent de la distribution locale d'énergie