

Dans un certain nombre de localités rurales du Manitoba, les petites centrales thermiques (diesel) ont été remplacées par le réseau principal de l'Hydro-Manitoba et dans 19 autres localités on a ajouté des installations supplémentaires de production au diesel; la nouvelle puissance diesel installée s'élevait au total à 3,620 kW, mais 3,450 kW ont été retirés, laissant une augmentation nette de 170 kW.

Saskatchewan. La *Saskatchewan Power Corporation* a été créée en 1949 par la *Power Corporation Act* (S.R.S. 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, la distribution, la vente et la fourniture d'énergie électrique. L'objectif était d'assurer un service d'électricité à toute la population de la province, sans restriction et à des taux raisonnables. Depuis 1952, la société est autorisée à produire ou acheter et à transporter, distribuer, vendre et fournir du gaz naturel ou manufacturé.

En 1972, la société desservait 126 localités de 500 habitants et plus, quelque 875 localités plus petites et 106 centres de villégiature. De plus, elle fournissait de l'énergie en vrac aux villes de Saskatoon, Swift Current et Battleford. Une filiale en propriété exclusive, la *North-Sask Electric Ltd.*, est chargée d'assurer et d'améliorer le service d'électricité dans les localités du nord de la province.

La Saskatchewan répond à la croissance actuelle de la demande au moyen de l'énergie thermique. Un groupe thermique de 150 MW est entré en service à la centrale Boundary Dam près d'Estevan au milieu de 1973, portant la puissance de la centrale à 582 MW. Un groupe de 300 MW sera installé à la centrale Boundary Dam afin de satisfaire aux besoins prévus de puissance additionnelle en 1977. En 1975 et 1976, on doit installer des groupes à turbine à gaz d'une puissance individuelle de 50 MW dans la nouvelle centrale à turbine à combustion de Landis, près de Saskatoon.

En vue d'accroître l'alimentation énergétique de la région de North Battleford et d'assurer la liaison future entre la nouvelle centrale thermique de Landis et le réseau électrique provincial, on a porté de 72 kV à 138 kV la capacité d'une ligne de transport entre Ermine et North Battleford. Une ligne semblable de 138 kV, conçue pour être portée à 230 kV, était en construction et devait entrer en service au début de 1974 entre Coteau Creek et Swift Current.

Un certain nombre d'aménagements sont à l'étude pour la période au-delà de 1977, entre autres un nouvel aménagement thermique à l'entrée d'une mine dans le centre-sud de la province et d'éventuels aménagements hydrauliques sur le réseau des rivières Saskatchewan et Churchill.

Alberta. La production d'énergie électrique en Alberta est assurée par deux grandes sociétés par actions et trois services municipaux. En outre, plusieurs autres réseaux municipaux s'occupent de la distribution locale d'énergie achetée aux services privés. Les sociétés connues autrefois sous le nom de Canadian Utilities, Limited et Northland Utilities Limited ont été fusionnées en 1972 pour former une seule société, l'Alberta Power Limited.

L'*Energy Resources Conservation Board* contrôle la construction et l'exploitation des services d'électricité aux termes de l'*Hydro and Electric Energy Act* de l'Alberta, tandis que la *Public Utilities Board* réglemente les tarifs.

La puissance installée de la province au 31 décembre 1972 s'établissait à 2,788 MW, soit une augmentation de 4.1% par rapport à l'année précédente (2,679). La production totale d'énergie s'est accrue de 12.6%, passant de 11,098 MWh en 1971 à 22,498 en 1972. Alors que 25.7% de la puissance maximale possible de la province provenait de centrales hydrauliques en 1972, toute l'énergie produite, à l'exception de 12.5%, était fournie par des centrales thermiques classiques, les groupes à vapeur figurant pour 83% de ce total.

Trois groupes thermiques importants ont été mis en service en 1973, portant le total de la puissance installée de la province à 3,405 MW, soit une augmentation de 615 MW (22%) par rapport au total correspondant à la fin de 1972.

La Calgary Power Ltd. a mis en service en 1973 le deuxième groupe de 300 MW de sa centrale thermique de Sundance. On a poursuivi à cette centrale l'installation du troisième et du quatrième groupe, d'une puissance de 375 MW chacun, dont la mise en service est prévue pour 1975 et 1976. On a installé un précipitateur électrostatique qui traite les fumées dégagées par les deux premiers groupes de Sundance, et les résultats sont excellents. On construit actuellement un bassin de refroidissement de 1,200 acres qui desservira les quatre groupes de