

principaux problèmes auxquels est confrontée l'industrie houillère du Canada figurent l'allongement de la période d'aménagement des mines, l'imposition de règlements nouveaux et plus rigoureux, la pénurie et le prolongement des délais de livraison du matériel d'extraction et de traitement, le besoin et le coût d'amélioration des moyens de transport et de la capacité de manutention des terminus, la hausse des coûts de construction, d'aménagement et d'exploitation, et la pénurie anticipée de main-d'œuvre qualifiée.

## Énergie électrique

13.6

### Évolution de la production d'énergie électrique

13.6.1

Les adjonctions de puissance en 1975 ont porté la puissance totale installée en fin d'année à 58 738 MW (un mégawatt = 1 000 kilowatts), soit une augmentation de 2.2%. Les 1 258 MW ajoutés au cours de l'année comprenaient 311 MW de production hydroélectrique et 947 MW de production thermique classique, ainsi que de faibles variations dans les installations à turbines à gaz et à combustion interne.

Les installations thermiques classiques ont fourni 75.3% de la nouvelle puissance ajoutée en 1975, comparativement à 20.3% en 1974, en raison surtout de l'achèvement du cinquième groupe de 500 MW à la centrale de Nanticoke, alimentée au charbon, située en Ontario. Les autres adjonctions thermiques comprenaient un groupe de 150 MW à la centrale de Battle River, en Alberta, et le sixième groupe de 152 MW à la centrale de Burrard, en Colombie-Britannique. Aucune adjonction nucléaire n'a été faite en 1975.

Les adjonctions hydroélectriques se retrouvent principalement en Colombie-Britannique, où les deux premiers groupes de 125 MW d'une série de quatre ont été installés à la centrale du canal de Kootenay. Les autres adjonctions comprennent un groupe de 31.05 MW à Première Chute, au Québec, et un groupe de 30 MW à Aishihik, au Yukon.

Le rythme de croissance de la charge énergétique en 1975 a ralenti de 0.3%; la seule situation semblable au cours des dernières années remonte à 1961, où le taux de croissance avait été de 1.5%. Le ralentissement de la croissance de la consommation totale d'électricité au Canada et la diminution des exportations ont fait tomber la production totale d'énergie électrique à 272.62 TWh (1 terrawattheure =  $10^9$  kWh), soit une réduction de 2.3%. A l'échelle nationale, la consommation d'électricité a totalisé 265.23 TWh, dont la répartition est approximativement la suivante: 34% au Québec et en Ontario, 12% en Colombie-Britannique, 5 à 6% en Alberta et au Manitoba, et 2 à 3% à Terre-Neuve, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan; l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest ont consommé chacun moins de deux dixièmes pour cent du total. Cependant, les taux de croissance ont varié considérablement au pays, s'échelonnant entre une baisse de 6.0% à Terre-Neuve et une augmentation de 17.7% au Yukon. La courbe de «croissance» est liée en général à une importante baisse de la demande de l'industrie dans toutes les provinces (sauf dans les territoires), et elle se situait entre une baisse de 27.5% en Saskatchewan et une baisse de 3.3% en Alberta. La baisse moyenne pour l'ensemble du Canada était de 11.4%, ce qui reflète l'état de l'économie, le PNB s'étant accru de seulement 2.2%, de même que la diminution de 2.3% de l'indice du produit intérieur réel. Par contre, la consommation d'électricité pour les usages domestiques et commerciaux a augmenté de 8.8% et 6% respectivement, et a largement contrebalancé la baisse de la demande industrielle. Comme les décisions en matière de planification de la production des services ne sont prises qu'en fonction des prévisions de la croissance moyenne à long terme, la faible croissance de l'utilisation totale d'électricité pose des problèmes particuliers en ce qui concerne les recettes des services, surtout lorsque celles-ci subissent déjà la pression de la hausse des coûts.