

quantités croissantes d'électricité sont nécessaires pour satisfaire les besoins qui augmentent rapidement en matière de chauffage, refroidissement, éclairage, transport, ascenseurs, appareils électriques et machines agricoles. L'exode de la population rurale vers les villes, où la demande d'énergie électrique est la plus forte, contribue à cette augmentation.

Le tableau 13.16 donne des chiffres détaillés sur la répartition de la consommation d'électricité à l'échelle régionale. En 1976, plus des deux tiers de l'énergie électrique disponible ont été consommés en Ontario et au Québec, l'autre tiers se répartissant entre les autres régions. La part de ces dernières a toutefois augmenté (total général de 26% en 1960 mais de 33% en 1976).

Les augmentations importantes, en pourcentage de la demande totale, comprennent entre autres l'augmentation de 15.5% à Terre-Neuve par suite de la consommation accrue des secteurs domestique et commercial, celle de 12.4% au Nouveau-Brunswick où la demande accrue des secteurs domestique et commercial a annulé la baisse de la consommation industrielle, et celle de 11.9% en Colombie-Britannique par suite de l'accroissement de la demande dans tous les secteurs, notamment de la hausse de 18.9% dans le secteur industriel.

13.9.7 Transport de l'énergie électrique

Dans les débuts de l'industrie de l'électricité au Canada, la charge transportée par de petits réseaux dispersés ne justifiait pas des frais élevés d'interconnexion. Toutefois, l'accroissement de la demande d'approvisionnements sûrs en énergie électrique et de la diminution des frais de transport grâce à l'amélioration des techniques ont entraîné une réévaluation des avantages de l'intégration des réseaux en tant que moyen d'accroître la fiabilité du service et la souplesse des opérations. Aujourd'hui, la plupart des centrales canadiennes font partie de vastes réseaux intégrés, souvent reliés entre eux et exploités par des services d'électricité.

Les recherches ont donné lieu à la mise au point de techniques permettant aux producteurs d'utiliser des emplacements hydroélectriques considérés auparavant comme trop éloignés pour un transport économique. L'augmentation progressive des tensions des lignes est encore plus remarquable. Un certain nombre de lignes sont destinées à transporter le courant sous des tensions de 500 kilovolts (kV) et 735 kV. Une ligne de 500 kV d'une longueur de 924 kilomètres assure le transport du courant entre la rivière de la Paix et le sud de la Colombie-Britannique. En Ontario, une ligne de 700 km de long transporte l'énergie sous une tension de 500 kV à partir des centrales hydrauliques du bassin hydrographique de la baie James jusqu'à Toronto. En 1965, l'Hydro-Québec a réalisé une première mondiale en transportant du courant de 735 kV sur une distance de 604 km entre l'ensemble hydroélectrique de Manicouagan - Outardes et les villes de Québec et Montréal. A la fin de 1971, le programme initial d'aménagement de 1 976 km de lignes de 735 kV était achevé, et trois autres circuits de 735 kV reliant la centrale des chutes Churchill au réseau de l'Hydro-Québec ont été ajoutés.

La plus grande partie de l'énergie électrique est transportée sous forme de courant alternatif, mais on relève au Canada trois cas de transport à haute tension de courant continu (HTCC). En Colombie-Britannique une ligne de 260 kV HTCC relie la terre ferme à l'île Vancouver. Elle comprend un tronçon de câble sous-marin de 34 km; il s'agit d'un réseau unipolaire utilisant le sol pour le retour du courant. La puissance de ce réseau, qui était de 312 MW, a été doublée en 1976 pour être portée à 624 MW. Un réseau de 450 kV HTCC a été mis en service en 1973 pour relier la centrale de Kettle, sur le fleuve Nelson, à Winnipeg, où deux lignes de 893 km ont été installées et où fonctionne du matériel de transformation d'une puissance de 1 620 MW. La puissance ultime prévue de ce réseau est de 3 200 MW. Un autre projet doit permettre une liaison non synchrone entre les réseaux du Nouveau-Brunswick et du Québec; il s'agit d'un système HTCC en opposition de 320 MW situé à Eel River (N.-B.), qui utilise des thyristors au lieu des lampes à vapeur de mercure employées dans les précédents réseaux HTCC en Colombie-Britannique et au Manitoba.

Il existe entre la Colombie-Britannique et l'Alberta des lignes de 66 et de 138 kV, et on prévoit l'aménagement d'une ligne de 230 kV. Les réseaux de la Saskatchewan, du