



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

207

DQ5.2

Projet de modification des installations de
stockage des déchets radioactifs et
réfection de Gentilly-2

Bécancour

6212-02-005

L'énergie au Canada

2007
juin



Canada 

Chapitre 3

Les marchés énergétiques
du Canada –
Sources, transformation
et infrastructure



Les marchés énergétiques du Canada – Sources, transformation et infrastructure

Les sources d'énergie au Canada sont nombreuses et variées. Ce chapitre traite de la capacité en ressources, de la production, de la transformation, du commerce, de la consommation et des prix de ces sources. Il présente également un aperçu de leur utilisation future. Étant donné que l'électricité est produite à partir de toutes ces matières premières, elle est catégorisée à la fois comme un produit fini d'origines variées et comme un type d'énergie en soi.

Pétrole brut et produits pétroliers

L'industrie pétrolière canadienne regroupe des centaines d'entreprises œuvrant dans différents aspects de l'extraction et de l'utilisation du pétrole. Ces aspects comprennent la prospection et la mise en valeur des ressources de pétrole brut, la production de ce dernier, le transport par oléoduc ou pétrolier, le raffinage, la distribution et la commercialisation. Les activités de l'industrie sont classées en deux secteurs – le secteur « en amont » de la prospection et de la production, et le secteur « en aval » du raffinage et de la commercialisation.

RESSOURCES ET CAPACITÉ

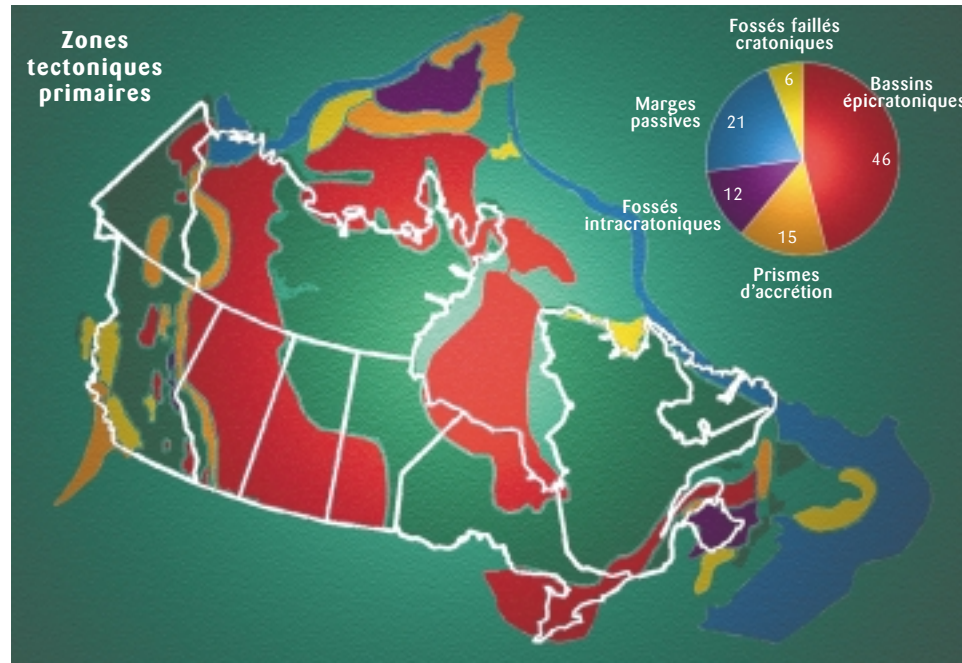
La majeure partie du pétrole provient des bassins sédimentaires, des régions géographiques dont le sol est principalement composé de roches sédimentaires qui contiennent souvent des hydrocarbures. La figure 3.1, à la page suivante, montre l'emplacement des plus grands bassins sédimentaires connus de pétrole brut au Canada.

De ces bassins, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (qui se trouve en Alberta, en Saskatchewan et dans une partie des Territoires du Nord-Ouest) est la principale source de production de pétrole au Canada depuis 50 ans.

La densité ou gravité du pétrole brut est déterminée en fonction de la proportion de grosses molécules riches en carbone qui y sont présentes. La densité se mesure en kilogrammes par mètre cube ou en degrés sur l'échelle du American Petroleum Institute (API). Les types de pétrole brut suivants se trouvent ou sont produits au Canada :

- Pétrole brut léger : pétrole liquide d'une densité de 28°API ou plus.
- Pétrole brut lourd : pétrole liquide d'une densité inférieure à 28°API.

Figure 3.1
Bassins sédimentaires et plaques tectoniques



- Bitume : pétrole semi-solide ou solide provenant des sables bitumineux. Il est si lourd (densité inférieure à 12°API) et visqueux qu'il ne coule pas à moins d'être chauffé ou dilué.
- Pétrole brut synthétique : produit ressemblant à un pétrole brut léger de bonne qualité. Il est fabriqué en raffinant ou en traitant le brut lourd ou le bitume.
- Condensats : hydrocarbures extraits d'un gisement de gaz naturel.
- Pentanes : hydrocarbures dont les molécules comptent 5 atomes de carbone et 12 atomes d'hydrogène.

Le tableau A, à la page suivante, fait état de la production canadienne de pétrole brut et d'équivalent en 1998.

Les ressources en pétrole sont divisées en catégories, selon la possibilité de production actuelle (en termes techniques et économiques) et la production possible prévue à l'avenir.

Tableau A
Production canadienne de pétrole brut

Pétrole brut ou équivalent	000 m³/j*	kb/j**
Léger	130,1	818,7
Lourd	86,7	545,6
Bitume	44,9	282,5
Synthétique	49,0	308,3
Condensats	1,2	7,6
Pentanes	29,8	187,5
Total	341,7	2 150,3

* 000 m³/j = milliers de mètres cubes par jour

** kb/j = milliers de barils par jour

Source: *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada, décembre 1999.

Les réserves établies sont la portion des ressources découvertes que l'on estime pouvoir récupérer à l'aide de la technologie existante, dans les conditions économiques actuelles et prévues. Le pétrole « en place » – ou les réserves établies initiales – désigne les réserves reconnues de pétrole qui sont récupérables de façon rentable, soit les réserves établies avant la production. Les réserves établies « restantes » sont les réserves établies initiales moins la production cumulative. Le tableau B, à la page suivante, donne des estimés des réserves établies de pétrole brut et de bitume, en date du 31 décembre 1997.

L'analyse de la distribution des gisements de pétrole en fonction de leur taille dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, effectuée par l'Office national de l'énergie (ONÉ), démontre que la majeure partie des gros gisements ont déjà été trouvés, mais qu'il en reste de nombreux autres de moindre importance à découvrir. Bien que les données passées laissent croire que ces gisements de moindre importance aient un facteur de récupération inférieur, l'ONÉ présume que les percées technologiques permettront de maintenir des facteurs de récupération comparables à ceux des plus gros gisements anciens.

Les marchés énergétiques du Canada

Au cours des dix années antérieures à 1997, la production de pétrole brut a augmenté d'environ 7 p. 100 par année. Toutefois, en 1998 la production a diminué, principalement en raison des prix du pétrole brut à la baisse.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Les sables pétrolifères (ou « sables bitumineux ») sont un mélange composé principalement de bitume, de sable, d'eau et d'argile. Chaque grain de sable est entouré d'une mince pellicule d'eau qui contient également des particules excessivement petites d'argile et des traces d'autres substances. Le bitume, une forme de pétrole brut très lourd et rappelant l'asphalte, entoure le sable et l'eau. Il est difficile pour la plupart des raffineries de traiter le bitume. Il faut donc le transformer en un équivalent de pétrole brut léger ou le traiter dans des installations aptes à effectuer des conversions difficiles, conçues expressément pour le bitume ou le pétrole lourd classique.

On estime que seulement une couche représentant environ 20 p. 100 de tout le sable pétrolifère se trouve à une profondeur de 80 m ou moins, rendant l'extraction en surface rentable. Le reste de la réserve se trouve à des profondeurs allant jusqu'à 760 m. L'extraction est réalisée soit par des méthodes de production sur place, qui utilisent la vapeur pour séparer le bitume des gisements souterrains de sables pétrolifères, soit par des puits de production forés à partir de puits de mine souterrains.

Les sables pétrolifères du Canada s'étendent sur une superficie de 77 000 km² de territoires nordiques albertains relativement éloignés, dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ils occupent quatre emplacements – Peace River au nord-ouest, Athabasca et Wabasca au nord-est et Cold Lake à l'est. On croit que les sables pétrolifères canadiens contiennent de 270 milliards à 397 milliards de m³ (1,7 à 2,5 billions de b) de bitume, dont environ 48 milliards de m³ (300 milliards de b) pourraient être récupérés au moyen des technologies et des procédés actuels. Ceci fait des sables canadiens l'un des gisements d'hydrocarbures les plus importants du monde, surpassant même les réserves connues de pétrole de l'Arabie saoudite. Si tout le bitume des sables pétrolifères du Canada pouvait être extrait, la demande mondiale de pétrole serait comblée pour les cent prochaines années. Aujourd'hui, les sables pétrolifères sont à la source de 26 p. 100 de la production canadienne totale de pétrole brut. Grâce aux programmes d'expansion touchant l'industrie dans son ensemble, annoncés ou en voie d'exécution, ce chiffre pourrait facilement atteindre les 50 p. 100, sinon plus, après 2005.

TECHNOLOGIES ÉNERGÉTIQUES



Nouvelle technologie laser Fort prometteuse pour le contrôle des émissions de particules

Avec l'aide du Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE), le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) travaille actuellement au développement d'une nouvelle technologie laser qui devrait répondre à un besoin urgent en offrant une méthode plus rapide et plus précise de contrôle des émissions de particules potentiellement nocives contenues dans les gaz d'échappement des moteurs. Les méthodes utilisées à l'heure actuelle pour analyser les émissions des moteurs ne permettent guère de détecter les petites particules et les faibles concentrations produites par les moteurs à combustion modernes peu polluants. Une équipe de chercheurs, sous la direction d'Ömer L. Gülder, Ph. D., du Groupe sur la technologie de la combustion du CNRC, a cependant conçu un instrument permettant de mesurer en temps réel et avec une grande précision les particules de combustion dont la taille est inférieure à 2,5 microns. Grâce à la technique d'incandescence induite par laser, les particules sont chauffées à des températures extrêmes. Au moyen de ce procédé, qui donne des résultats instantanés, les particules ainsi rendues incandescentes peuvent être perçues par des photodétecteurs ultra-sensibles.

Dans la région de l'Athabasca, dans le Nord de l'Alberta, le bitume est extrait des sables récupérés, puis traité à proximité pour en faire un pétrole brut léger, peu sulfureux, synthétique et de haute qualité. Le bitume produit par des procédés d'extraction sur place n'est pas actuellement traité à l'endroit où il est produit. Il est plutôt transporté par oléoduc vers les usines de traitement régionales, à Lloydminster et à Regina en Saskatchewan, ou vers les raffineries du Nord et du Mid-West des États-Unis. Comme le bitume est trop visqueux pour couler dans les oléoducs sans être dilué, le rythme de la mise en valeur dépend soit des installations de traitement à proximité des gisements de sables pétrolifères ou de la disponibilité d'une quantité adéquate de liquides de gaz naturel pour diluer le bitume et le rendre apte au transport par oléoduc.

Les coûts élevés ont jusqu'à présent empêché l'élaboration de nouveaux projets d'extraction de sables pétrolifères, en dehors des exploitations de Syncrude et de Suncor. Les percées technologiques continues et les stimulants fiscaux ont toutefois sensiblement réduit les coûts, ce qui a permis à de nouvelles entreprises d'annoncer leurs intentions de mettre sur pied leurs propres projets de sables pétrolifères. Les dépenses prévues de l'industrie pour l'élaboration de nouvelles exploitations minières des sables pétrolifères d'ici 2007 s'élèvent à 24 milliards de dollars. Cet investissement permettrait de tripler la production, l'amenant à 270 000 m³/j (1,7 million de b/j). La mise en valeur dans le secteur est toutefois très sensible aux fluctuations des prix mondiaux du pétrole. Si les prix chutent considérablement, elle ne pourra être menée comme prévu.

RESSOURCES EXTRACÔTIÈRES

Depuis 1964, l'industrie pétrolière a dépensé plus de 17 milliards de dollars dans la prospection, les installations et la production reliées aux hydrocarbures extracôtières au pays. Cet effort a donné lieu à la découverte de 90 gisements importants de pétrole et de gaz, pour une quantité de pétrole de 650 millions de m³.

La production extracôtière de pétrole a commencé en 1992, au large de Cohasset, en Nouvelle-Écosse. Bien que de taille modeste, ce projet a démontré que la production de pétrole sur la côte Est du Canada était possible. Puis, en novembre 1997, la production a commencé au champ pétrolifère Hibernia, à 315 km de la côte de Terre-Neuve.

La plate-forme Hibernia a une capacité nominale de 24 000 m³/j (150 kb/j). Le premier puits a établi un record canadien de 9 000 m³/j (56 kb/j). Jusqu'en juin 1999, environ 13 millions de m³ (85 millions de barils) de pétrole ont été produits au large des côtes canadiennes. L'infrastructure construite pour le projet Hibernia devrait réduire les coûts totaux d'élaboration d'autres projets extracôtiers.

Figure 3.2
Réseau d'oléoducs de brut



environ 270 000 m³/j (1 700 kb/j) de pétrole brut. Le tronçon de l'Ouest canadien se dirige vers le sud-est par Regina pour traverser la frontière américaine dans le sud du Manitoba. Le partenaire américain d'Enbridge, Lakehead Pipeline, dessert la région américaine des Grands Lacs par des tracés passant au sud et au nord du lac Michigan avant de se rejoindre à Sarnia, en Ontario. Le tronçon Sarnia-Montréal, connu sous le nom de ligne 9, a une capacité de 38 000 m³/j (240 kb/j). Il a été construit dans les années 1970 pour transporter de façon plus sécuritaire le pétrole brut de l'Ouest canadien vers les raffineries de la région de Montréal. Après la fin des années 1980, le débit de la ligne 9 a chuté en raison des conditions du marché qui rendaient l'importation de pétrole brut plus économique pour les raffineries de l'Est du pays que l'achat et le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien. Le 18 décembre 1997, l'Office national de l'énergie a approuvé la demande soumise par Interprovincial Pipe Line (aujourd'hui Enbridge Pipelines Inc.) d'inverser la direction du débit de pétrole brut dans la ligne 9.

La TransMountain Pipe Line Company Ltd. part d'Edmonton et achemine environ 41 000 m³/j (260 kb/j) de pétrole brut et de produits semi-raffinés et raffinés vers la région de Vancouver, à 1 250 km à l'ouest. Un oléoduc secondaire part de Sumas, à la frontière américaine, et traverse 112 km vers le sud, vers les raffineries du nord-ouest de l'état de Washington.

L'Express Pipeline, d'une longueur de 1 266 km, achemine environ 27 000 m³/j (172 kb/j) de pétrole brut de l'Ouest canadien de Hardisty, en Alberta, à Casper, au Wyoming. L'oléoduc rejoint ensuite le Platte Pipeline, qui se rend à Wood River, en Illinois.

TRANSFORMATION

Le pétrole brut est l'intrant à partir duquel les raffineries produisent une grande diversité de produits pétroliers nécessaires aux consommateurs dans les secteurs des transports, résidentiel, commercial et industriel. Les raffineries sont conçues en fonction des produits finis qu'elles doivent fabriquer, et de la nature et de la qualité du pétrole brut qu'elles reçoivent.

La demande canadienne de produits pétroliers raffinés a atteint un sommet d'environ 300 000 m³/j (1 886 kb/j) à la fin des années 1970, après une période de croissance forte et soutenue. La demande a chuté à environ 230 000 m³/j (1 446 kb/j) au début des années 1990, mais elle connaît une croissance graduelle depuis 1993. La demande moyenne en 1998 était de 253 000 m³/j (1 590 kb/j).

Par suite du recul de la demande de produits raffinés, la capacité de raffinage totale du Canada est passée de 370 000 m³/j (2 405 kb/j) en 1979 à 295 000 m³/j (1 855 kb/j) en 1998. Cette diminution de la capacité est liée à la fermeture ou à la réduction des effectifs de 18 raffineries et à la modernisation de deux autres. Aujourd'hui, le Canada compte 19 raffineries. Depuis le milieu des années 1970, les raffineries canadiennes ont perfectionné leur matériel de transformation afin d'accroître leur production de produits légers tels l'essence, le diesel et les carburateurs. Ce procédé a réduit les coûts et amélioré l'efficacité, rendant par le fait même les raffineries restantes d'autant plus concurrentielles.

Les prévisions tendent vers une hausse graduelle de la demande de produits raffinés au cours des prochaines décennies. Toutefois, l'industrie canadienne du raffinage continuera de subir des pressions de sources diverses. Pour ce qui est de la demande, les raffineries devront continuer à répondre aux exigences en matière de formulation des produits (p. ex., l'essence peu sulfureuse), en plus de tenir compte des questions environnementales dans un contexte de concurrence croissante avec les raffineries américaines plus importantes.

Les marchés énergétiques du Canada

Élément encore plus crucial, les raffineries canadiennes conçues pour transformer le brut léger classique seront confrontées à la baisse de la production de l'Ouest canadien. Avec cette baisse, le Canada devra se tourner d'avantage vers le pétrole importé, et peut-être même vers les produits pétroliers raffinés en provenance des États-Unis.

Les faibles taux de rendement du secteur en aval ont forcé les principales entreprises de l'industrie à rationaliser leurs activités, afin de réduire les frais généraux et d'augmenter les profits. Les plans de restructuration visent une augmentation de la part de marché et une réduction des pertes. Toutes les principales entreprises pétrolières ont entamé des plans de rationalisation qui comprennent la fermeture des points de vente et des raffineries peu efficaces. En bout de ligne, la rationalisation du secteur en aval au pays devrait permettre une exploitation plus efficace, améliorant la compétitivité des raffineries canadiennes sur le marché.

En réalisant leur plans de rationalisation, les raffineries tiennent également compte des changements exigés par les considérations environnementales. La production d'essence reformulée et de carburants diesel peu sulfureux nécessite d'importantes modifications dans les procédés de raffinage. Dans certains cas, les entreprises opteront pour la fermeture de leurs anciennes et petites raffineries plutôt que pour leur modernisation en vue des nouvelles formulations de produits prévues.

Le nombre de points de vente au Canada n'a cessé de diminuer, d'un maximum de 19 532 en 1990 à 13 806 en 1998, soit une baisse totale de 30 p. 100. Au cours de la même période, les raffineurs principaux et régionaux ont réduit leurs points de vente de 51 p. 100 et de 30 p. 100 respectivement, alors que les entrepreneurs indépendants ont fait grimper le nombre de leurs stations-service de 2 p. 100.

CONSOMMATION ET COMMERCE

La production canadienne de pétrole brut et d'équivalent se chiffrait en moyenne à 341 700 m³/j (2 150 kb/j) en 1998, alors que la demande intérieure de produits pétroliers raffinés était en moyenne de 264 100 m³/j (1 662 kb/j).

En 1998, 38 p. 100 de la production canadienne de pétrole brut servait à la consommation intérieure. Les autres 62 p. 100 étaient exportés vers les États-Unis, surtout vers les raffineurs du Midwest et de la région des Grands Lacs. Cette même année, la valeur des exportations canadiennes de pétrole brut était de 8,8 milliards de dollars.

Le transport du pétrole brut par pétrolier est moins cher que celui par pipeline. C'est pourquoi le Québec et le Canada atlantique dépendent presque exclusivement des importations. Toutefois, en 1998, les exportations de pétrole brut dépassaient les importations de plus de 90 000 m³/j (566 kb/j), donnant un surplus commercial excédant les 2,4 milliards de dollars. Lorsque Enbridge inversera la direction du pétrole brut sur la ligne 9, l'Ontario consommera fort probablement plus de pétrole importé.

Le commerce bilatéral avec les États-Unis est avantageux car la capacité canadienne de raffinage du brut lourd est limitée. Récemment, la production intérieure de brut léger est tombée en deçà des exigences intérieures. Cette disparité entre la qualité du brut produit et celle exigée a été résolue en exportant le brut lourd excédentaire et en important du brut léger afin de contrer la pénurie intérieure. L'origine des importations canadiennes de pétrole brut a considérablement changé depuis le milieu des années 1970, lorsque 90 p. 100 des importations provenaient de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Aujourd'hui, la principale source est la mer du Nord.

PRIX

Depuis 1985, les prix du pétrole brut au Canada, perçus par les producteurs et les commerçants pour leurs produits et services, sont déréglementés. Toutefois, les coûts du transport par pipeline demeurent réglementés.

Les prix sont fixés au baril, l'unité de mesure commune qui équivaut à environ 159 m³ de brut. Puisque le pétrole brut se négocie sur le marché international, son prix est déterminé par l'offre et la demande mondiales, parfois volatiles. Il existe plusieurs prix mondiaux de référence, établis selon le type et la qualité des pétroles bruts.

Le principal marché qui influence les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien est celui de la région de Chicago, où le pétrole brut canadien est en concurrence directe avec celui des États-Unis et d'autres pays. Le prix du pétrole brut de l'Ouest canadien est généralement établi en fonction du prix de référence du pétrole West Texas Intermediate (WTI) à Cushing, en Oklahoma, compte tenu des coûts de transport et des taux de change. Le prix du pétrole brut importé au Canada est établi en fonction du prix de référence du pétrole brut de North Sea Brent. Les prix des produits pétroliers sont déterminés en additionnant au prix du brut canadien les coûts de raffinage et de transport, en plus des taxes qui s'appliquent.

Les marchés énergétiques du Canada

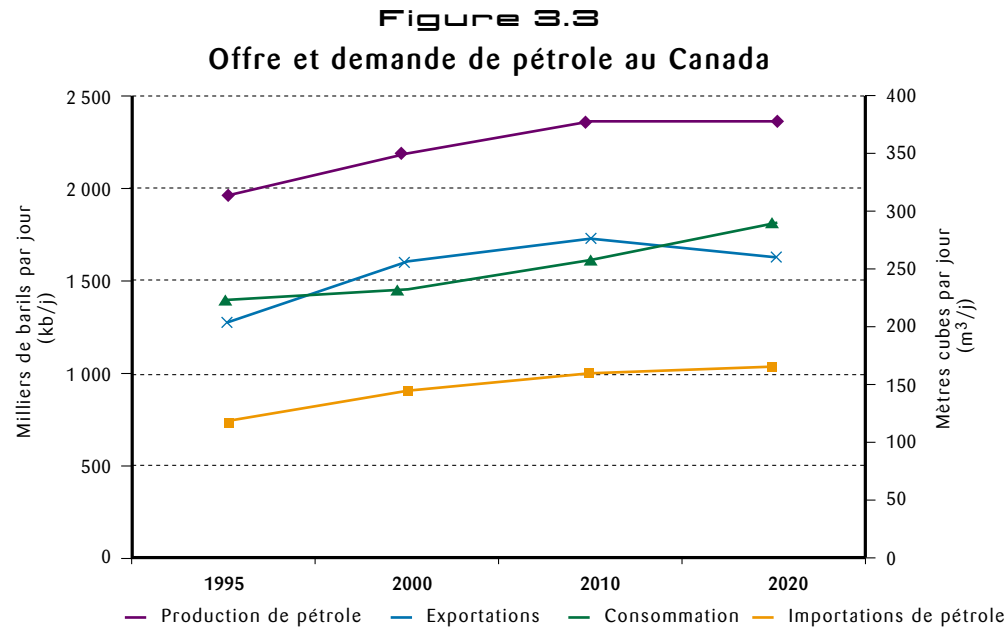
En bout de ligne, le marché et la concurrence dictent le prix des produits pétroliers. Les pétrolières et les distributeurs établissent le prix de leurs produits pétroliers en fonction des forces du marché. L'Île-du-Prince-Édouard et le Québec font exception, car certains aspects de l'établissement des prix des produits pétroliers y sont réglementés.

Le taux d'imposition est l'un des principaux facteurs déterminant les variations régionales des prix des produits pétroliers. Par exemple, à la fin de 1998, les impôts provinciaux sur l'essence régulière sans plomb allaient de 20,5 cents par litre à St. John's (Terre-Neuve) à 6,2 cents par litre à Whitehorse (Yukon).

PERSPECTIVES

Le gouvernement du Canada a prévu les perspectives d'offre et de demande de pétrole au Canada de la façon suivante (voir figure 3.3) :

- On prévoit une hausse d'environ 19 p. 100 de la production canadienne totale de pétrole de 1995 à 2020.



Source : Perspectives énergétiques du Canada 1996-2020.

- On prévoit une hausse d'environ 27 p. 100 de la consommation canadienne de pétrole de 1995 à 2020.
- On prévoit une hausse d'environ 27 p. 100 des importations de pétrole brut de 1995 à 2020, lorsque le pétrole importé représentera près de 60 p. 100 de la consommation intérieure. Cette hausse est liée à l'inversion prévue de la Ligne 9 d'Enbridge entre Sarnia et Montréal.
- On prévoit une hausse d'environ 23 p. 100 des exportations de pétrole brut de 1995 à 2020.

NOUVELLES TECHNOLOGIES D'APPROVISIONNEMENT

L'exploitation continue des ressources canadiennes de pétrole brut sera, en bonne partie, tributaire des technologies de production améliorées, qui maintiendront la compétitivité mondiale du pétrole canadien.

Les technologies de prospection et de mise en valeur du pétrole brut sont en constante évolution. La technologie de prospection améliorée, par exemple l'imagerie sismique en trois ou quatre dimensions, vise à trouver les gisements de pétrole de façon plus économique. La plupart des technologies de production émergentes visent à récupérer un plus grand pourcentage de pétrole d'un gisement, étirant ainsi souvent la durée d'exploitation de ce dernier.

Les percées dans la technologie du forage, par exemple le forage horizontal, le forage à portée étendue, les complétions multilatérales, le forage à serpentín, et le forage en diamètre réduit, améliorent la rentabilité et la capacité d'extraction du pétrole. Plusieurs nouvelles technologies de production, telles que l'injection de vapeur et l'inondation miscible au dioxyde de carbone (CO₂), se fondent sur l'injection d'une substance dans un gisement afin d'accroître la quantité de pétrole récupérable.

Les percées technologiques nécessaires aux installations sous-marines et aux unités de production flottantes repoussent les frontières de la production. Elles améliorent l'aspect financier de cette dernière et rendent possible l'exploitation des champs en grande profondeur.

Gaz naturel

Le Canada se classe au troisième rang mondial pour la production et au deuxième pour l'exportation de gaz naturel. L'industrie canadienne du gaz naturel regroupe des centaines d'entreprises œuvrant dans les domaines de la prospection, de la production et de la transformation. Ces

entreprises s'occupent également de la production de pétrole. En effet, le pétrole et le gaz se trouvant toujours ensemble, il s'ensuit logiquement que les entreprises exploitent les deux ressources.

Un certain nombre d'entreprises ont pour activité principale le stockage, le transport par pipeline et la distribution aux consommateurs du gaz naturel, alors que plusieurs douzaines en font la commercialisation.

L'industrie du gaz naturel joue un rôle important dans l'économie canadienne. La plupart des résidences canadiennes se servent du gaz comme principale source de chauffage. Les secteurs industriel et commercial en utilisent également des quantités importantes. Le Canada produit pratiquement tout le gaz consommé par ses habitants et, en plus, une grande quantité destinée à l'exportation vers les États-Unis.

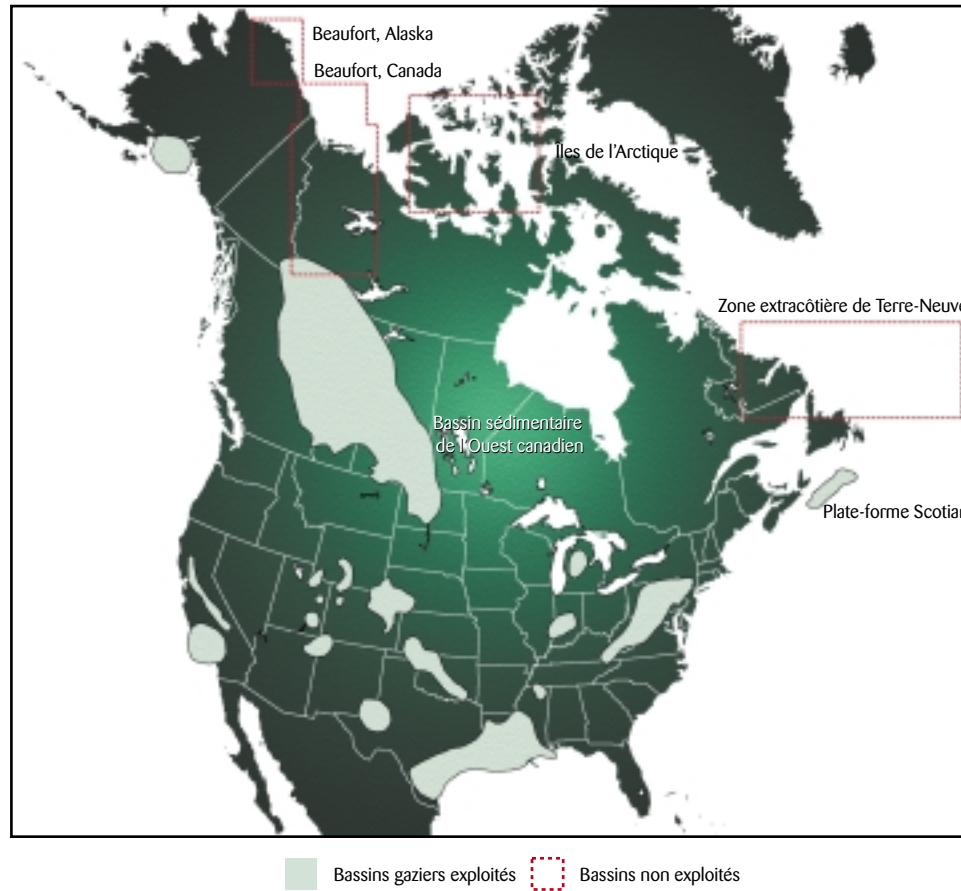
Auparavant, le pétrole brut était plus important que le gaz autant pour les entreprises de production que pour l'économie canadienne en général. Toutefois, au cours de la dernière décennie, le rôle du gaz s'est amplifié étant donnée la hausse plus marquée dans la production du gaz que dans celle du pétrole. À titre d'exemple, les revenus de l'Alberta provenant du gaz naturel et de ses sous-produits sont plus importants que ceux générés par le pétrole brut et le bitume. Les exportations de gaz naturel en 1997 se chiffraient à 8,7 milliards de dollars au profit des entreprises productrices canadiennes, par rapport à 14,7 milliards de dollars pour le pétrole brut et ses produits raffinés. Mais, le Canada a importé pour 10,9 milliards de dollars de pétrole et presque pas de gaz. Donc les recettes d'exportation du gaz nettes ont largement surpassé celles du pétrole.

RESSOURCES ET CAPACITÉ

Tout comme le pétrole, le gaz naturel se trouve dans les roches sédimentaires. Les bassins sédimentaires sont des régions continentales ou extracôtières dont le sol se compose de roche sédimentaire. La figure 3.4, à la page suivante, illustre l'emplacement des principaux bassins sédimentaires contenant des gisements de gaz naturel en Amérique du Nord. (Nota : les bassins fortement ombragés ne sont pas encore exploités, faute de gazoducs.)

La principale région gazière au Canada est la partie sud du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Environ 83 p. 100 de la production de gaz provient de l'Alberta, 13 p. 100 de la Colombie-Britannique et 4 p. 100 de la Saskatchewan. Des quantités minimales de gaz sont également produites en Ontario, au Sud du Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Figure 3.4
Bassins sédimentaires contenant des gisements de gaz naturel



L'exploitation du Projet énergétique extracôtier Sable (près de l'île de Sable, en Nouvelle-Écosse) a commencé au début de l'an 2000; on prévoit une production de 15 millions de m³/j (530 millions de pi³/j) d'ici la fin de l'an 2000.

Les ressources de gaz naturel, tout comme celles de pétrole, se divisent en catégories :

- Les réserves établies, également appelées réserves démontrées, sont des quantités de gaz naturel encore enterrées, dont le forage est entamé et qui sont récupérables dans les conditions actuelles et prévues. Ces réserves sont soit reliées à des gazoducs, soit à proximité de ces derniers.
- Les réserves découvertes, dont le forage est également entamé, sont connues hors de tout doute. Toutefois, les puits se trouvent loin des gazoducs, ce qui rend l'exploitation impossible ou peu rentable au moment présent. La plupart des ressources découvertes au Canada se trouvent au large de la côte Est et dans l'Arctique. Si des gazoducs sont construits, ces réserves deviendront des réserves démontrées.
- Les ressources classiques présumées sont formées de gaz dans des gisements traditionnels (tel que le grès et les roches carbonatées), dans des régions qui sont connues pour ces gisements, mais où le forage n'est pas commencé. Il s'agit d'estimations du gaz qui reste à découvrir et qui serait récupérable avec les moyens techniques et économiques actuels ou prévus. Ces ressources ne relèvent pas de la pure spéculation. Des données géologiques détaillées permettent d'affirmer avec certitude qu'il reste des gisements de gaz à découvrir dans une région au fur et à mesure du forage et de la prospection. Toutefois, la quantité qui sera découverte ne peut être évaluée avec précision. En général, une fois le forage des anciennes ressources présumées réalisé, on se rend compte que les estimations étaient trop basses; le gaz est découvert et produit en plus grande quantité que prévu.
- Les ressources non classiques présumées sont des gisements de gaz connus, atteints par le forage, mais qui se trouvent dans des types de roches qui n'ont pas encore été exploités commercialement à grande échelle. Les ressources canadiennes non classiques présumées se trouvent surtout dans les gisements de charbon, dans l'Ouest canadien. Le gaz, ou méthane de houille, est commercialement exploité en grande quantité au Nouveau-Mexique. Le charbon canadien n'a pas encore donné lieu à une production commerciale de gaz, bien que les tests démontrent qu'il en contient.

Le tableau C, à la page suivante, résume les estimations de l'Office national de l'énergie en matière de réserves démontrées, de ressources découvertes, de ressources classiques présumées et de ressources non classiques présumées.

Tableau C
Ressources de gaz naturel

	Réserves établies restantes (Bpi ^{3*})	Ressources classiques découvertes (Bpi ³)	Ressources classiques présumées (Bpi ³)	Ressources non classiques présumées (Bpi ³)	Ressources totales restantes (Bpi ³)
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	56,5		176,0	75,0	307,5
Alberta	45,3		138,0		183,3
Colombie-Britannique	8,1		30,0		38,1
Saskatchewan	2,8		2,0		4,8
Sud des Territoires	0,3		6,0		6,3
Est du Canada	3,5	2,0	14,0		19,5
Ontario	0,5		1,0		1,5
Plate-forme Scotian	3,0	2,0	13,0		18,0
Régions pionnières	0,0	33,0	270,0		303,0
Grands Bancs / Labrador		9,0	36,0		45,0
Mackenzie / Beaufort		9,0	55,0		64,0
Îles de l'Arctique		14,0	80,0		94,0
Autres, Yukon / T. N.-O.		1,0	10,0		11,0
Autres sites pionniers			89,0		89,0
Total au Canada	59,9	35,0	460,0	75,0	630,0

* Bpi³ = billion de pi³

Sources : L'Énergie au Canada – Offre et demande jusqu'en 2025, Cas 1, Office national de l'énergie; Rapport annuel de l'ONE, 1998.

RESSOURCES EXTRACÔTIÈRES

Il y a eu d'importantes découvertes de gaz au large de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et dans la mer de Beaufort.

Le Projet énergétique extracôtier Sable, au large de la Nouvelle-Écosse, a commencé sa production de gaz à la fin de 1999. Le Maritimes and Northeast Pipeline, terminé à la fin de 1999, transportera le gaz de cinq champs de la région de l'île de Sable vers les marchés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et du Nord-Est des États-Unis. On prévoit un taux de production initial d'environ 15 millions de m^3/j (530 millions de pi^3/j). Le projet est desservi par un gazoduc sous-marin qui accoste à Country Harbour, en Nouvelle-Écosse, où se trouve l'usine de transformation du gaz. On s'attend à ce que le gazoduc sous-marin et l'usine de transformation déjà construits favorisent l'exploitation d'autres champs de la région.

La plate-forme Hibernia, au large de Terre-Neuve, produisait jusqu'à récemment 19 069 m^3/j (120 kb/j) de pétrole; elle produit aujourd'hui de grandes quantités de gaz, environ 4,2 millions de m^3/j (150 millions de pi^3/j). Environ 4 millions de m^3/j (135 millions de pi^3/j) de gaz sont injectés dans le gisement afin de faciliter l'extraction du pétrole. Le reste est brûlé et l'énergie ainsi produite alimente la plate-forme.

GAZ DES RÉGIONS PIONNIÈRES

Les bassins pionniers sont ceux que l'on ne prévoit pas exploiter de façon significative à court terme. Ils se trouvent dans la mer de Beaufort, le delta du Mackenzie, les îles de l'Arctique, le Labrador et les Grands Bancs. Les coûts d'infrastructure, surtout celui du gazoduc, entravent la faisabilité financière de l'exploitation, malgré la taille énorme des champs de gaz qu'on y a trouvés dans les années 1970 et 1980.

Il existe une petite exploitation de gaz près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le gisement d'Ikhil produit environ 60 000 m^3/j (2 millions de pi^3/j) de gaz, distribué à Inuvik.

Récemment, des sociétés de gazoducs et d'autres promoteurs ont abordé la question de la construction de gazoducs à partir des extrémités nordiques du réseau nord-américain existant vers les grands gisements découverts dans le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et l'Alaska. Les ressources découvertes de gaz s'élèvent à environ 255 milliards de m^3 (9 Bpi^3) dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort et 784 milliards de m^3 (28 Bpi^3) à Prudhoe Bay, en Alaska. S'il existait un gazoduc pour relier ces champs au réseau actuel, l'exploitation à plus grande échelle des gisements deviendrait rentable. Des obstacles de taille sur les plans de l'ingénierie, des finances et de la réglementation devront être surmontés avant de pouvoir construire un tel gazoduc.

PRODUCTION

La majeure partie de la production de gaz, soit 88 p. 100, provient de puits classés comme puits de gaz, alors que 12 p. 100 sont tirés des puits de pétrole. Dans ce dernier cas, les hydrocarbures extraits des puits représentent un mélange de gaz naturel et de pétrole. La production de pétrole génère presque toujours une certaine quantité de gaz. On trouve le trouve dissous dans le pétrole, dont il est séparé au moyen d'équipement spécialisé; on le nomme gaz dissous ou associé.

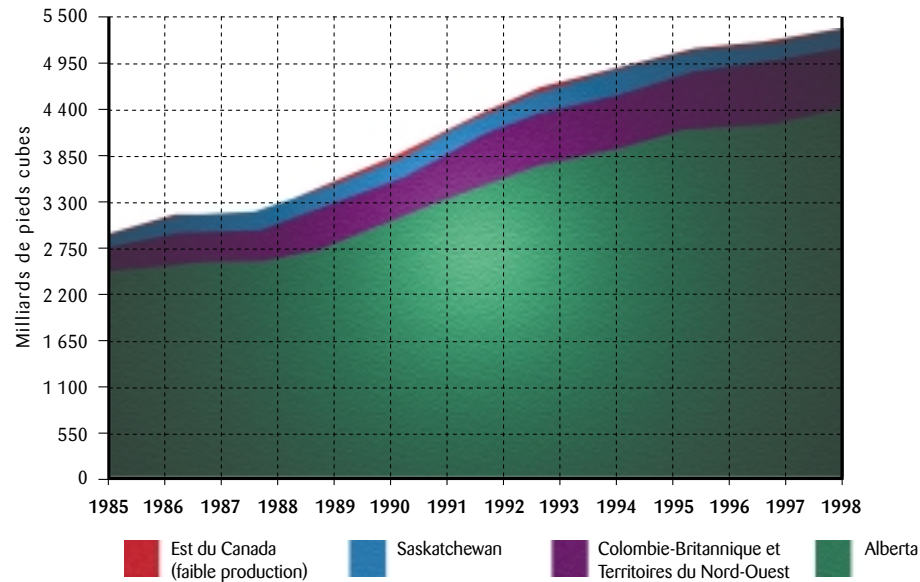
Inversement, la plupart des puits de gaz produisent une certaine quantité d'hydrocarbures liquides, qui sont séparés du gaz à la surface. Ces liquides de gaz naturel et condensats sont inclus dans la production de « pétrole brut et d'équivalent ».

En 1998, la production canadienne de gaz naturel a atteint 167 milliards de m³ (5,9 Bpi³), pour une moyenne de 462 millions de m³/j (16,3 milliards de pi³/j). Elle a presque doublé entre 1988 et 1998, comme le montre la figure 3.5.

On prévoit une hausse de la production de gaz naturel au Canada, qui se situera entre 227 et 255 milliards de m³ (entre 8 et 9 Bpi³) d'ici 2010.

Figure 3.5

Production canadienne de gaz naturel au cours des dernières années



Source: *Capp Statistics Handbook*.

TRANSFORMATION

Le secteur de la transformation est souvent appelé le secteur intermédiaire. Le gaz naturel brut extrait du sol doit subir des transformations avant d'être injecté dans les réseaux de gazoducs à grande distance ou utilisé par les consommateurs.

Dans certains cas, la transformation nécessaire est minime. Par exemple, une petite unité de séchage retire la vapeur d'eau. Généralement, toutefois, la production nécessite de l'équipement spécialisé à l'usine de transformation du gaz afin d'enlever les liquides de gaz naturel, la vapeur d'eau, les gaz inertes, le CO₂ gazeux et le sulfure d'hydrogène du mélange de gaz naturel brut.

Habituellement, les producteurs de l'Alberta et de la Saskatchewan construisent les réseaux de collecte nécessaires pour transporter le gaz des puits à l'usine de transformation. L'Alberta compte des centaines d'usines à gaz, souvent une par gisement important.

En Colombie-Britannique, Westcoast Energy Inc. assure la majeure partie de la collecte et de la transformation, dans l'une des cinq grandes usines de transformation du gaz. La Westcoast est également propriétaire du principal gazoduc.

Les usines de transformation fabriquent du gaz prêt pour le pipeline à partir du gaz naturel brut. Ce produit se compose principalement de méthane, avec de faibles quantités d'éthane et de minimes quantités d'autres liquides de gaz naturel. Le gaz naturel de pipeline convient aux utilisateurs finals. On l'appelle également gaz commercialisable ou, aux États-Unis, gaz sec. Les coûts des services du secteur intermédiaire sont réglementés dans une certaine mesure.

L'éthane, le butane, le propane et les condensats récupérés du gaz naturel brut dans les usines de transformation constituent des sous-produits importants. Ensemble, on les appelle les liquides de gaz naturel.

Les usines de chevauchement, ou de transformation supplémentaire, font également partie du secteur intermédiaire du gaz naturel. Ces usines sont situées à proximité des principaux points d'exportation, où le gaz naturel sort de l'Alberta par des gazoducs à gros diamètre. Elles enlèvent une partie de l'éthane et des autres liquides de gaz naturels qui se trouvent encore dans le gaz.

TRANSPORT

Après la transformation, le gaz commercialisable est acheminé par les producteurs vers des réseaux de gazoducs en acier à haute pression. Les sept principales sociétés de pipelines de gaz naturel au Canada sont : TransCanada Pipelines Ltd. (TCPL), propriétaire du Alberta

System et de la Canadian Mainline; Westcoast Energy Inc.; Foothills Pipe Lines Ltd.; TransGas Limited; Union Gas; Gazoduc TransQuébec et Maritimes (TQM) et Maritimes & Northeast Pipeline (MNP). La figure 3.6 illustre les principaux réseaux de pipelines de gaz naturel au Canada, ainsi que les gazoducs américains qui sont reliés aux réseaux canadiens.

Le gaz est propulsé à l'intérieur des gazoducs par des compresseurs, qui s'alimentent généralement à même le gazoduc pour produire de l'énergie par combustion. Toutefois, certains compresseurs sont munis de moteurs électriques.

Figure 3.6
Réseaux de pipelines canadiens de gaz naturel



- Westcoast — Alberta System (TCPL) — Alliance — TransGas — Foothills — TransCanada Pipelines (TCPL)
- TransQuébec et Maritimes Maritimes and Northeast Pipeline — Union

Les marchés énergétiques du Canada

Les gazoducs transportent le gaz pour le compte de leurs propriétaires. Ceux-ci ne possèdent pas le gaz transporté dans leurs réseaux. Au Canada, les sociétés de gazoducs sont des fournisseurs de services de transport à accès libre. Ceci signifie qu'ils sont tenus de fournir leurs services à tout client qui en fait la demande, selon les modalités tarifaires du gazoduc. (Les modalités tarifaires sont un ensemble de règles qu'une entreprise doit suivre afin de déterminer les clients qui seront desservis, ceux pour qui elle construira de nouvelles installations, etc.)

Les droits de péage (ou redevances) et les tarifs des services des gazoduc provinciaux sont de compétence provinciale. Par exemple, les prix de l'Alberta System de TransCanada sont réglementés par la Alberta Energy and Utilities Board. Les prix et tarifs des gazoducs interprovinciaux et internationaux sont toutefois sous la réglementation de l'Office national de l'énergie (p. ex., le Canadian Mainline de TransCanada et la Westcoast).

L'infrastructure de transport du gaz est en place dans toutes les provinces canadiennes sauf à Terre-Neuve et dans l'Île-du-Prince-Édouard. Les consommateurs de la Colombie-Britannique utilisent le gaz produit dans le nord-est de leur province. L'Alberta est également autonome en ce qui a trait au gaz. Les consommateurs de la Saskatchewan s'alimentent de gaz albertain ainsi que de celui de leur propre province. La majeure partie de la consommation de l'Est du Canada provient de l'Alberta.

La plupart des contrats de transport sont initialement signés à long terme, pour dix ans ou plus. Ensuite, on passe aux contrats d'un an, qui sont renouvelables. Les expéditeurs signent un contrat de service pour un certain volume. Habituellement, ils sont tenus de payer des frais liés à la demande sur tout le volume au contrat, que ce volume soit transporté ou pas. Lorsque le gaz est transporté, les expéditeurs ont également à déboursier des frais liés au produit, couvrant le combustible de pipeline et les frais variables. La majorité des frais de transport sont inclus dans les frais liés à la demande.

STOCKAGE DU GAZ

Le stockage du gaz naturel est plus difficile que celui du pétrole et peut prendre la forme de réservoirs souterrains. Les propriétaires des réservoirs vendent leurs services aux joueurs sur le marché, habituellement moyennant des frais non réglementés. D'importantes installations de stockage existent en Alberta et en Ontario.

Les distributeurs possèdent généralement leurs propres réservoirs, afin de réduire les coûts des livraisons de gaz au cours des périodes de pointe de la demande, en hiver. Par exemple, en utilisant des réservoirs ontariens, les gazoducs qui relient l'Alberta et l'Ontario peuvent

fonctionner à pleine capacité tout au long de l'année. En été, le gaz est stocké, et en hiver, les livraisons par gazoduc et les retraits des réservoirs suffisent pour répondre à la forte demande. Ainsi, la capacité des gazoducs nécessaire aux distributeurs est moindre, ce qui réduit les coûts.

Le stockage modère également la volatilité des prix. On peut acheter le gaz en été, alors que la demande est faible, et l'utiliser en hiver, période de forte demande. Les autorités provinciales réglementent les coûts de distribution, y compris ceux de stockage.

CONSUMMATION ET COMMERCE

La consommation canadienne de gaz en 1997 était de 79 milliards de m³ (2 777 milliards de pi³). Elle se répartit par secteur comme suit : 18 milliards de m³ (627 milliards de pi³) pour le résidentiel, 12 milliards de m³ (413 milliards de pi³) pour le commercial et 31 milliards de m³ (1 080 milliards de pi³) pour l'industriel. Le gaz a également servi à produire de l'électricité (5,2 milliards de m³, soit 184 milliards de pi³) et il a été utilisé comme combustible de pipeline et pour d'autres usages (13 milliards de m³, soit 472 milliards de pi³).

En 1997, les plus gros marchés régionaux sont l'Ontario (27 milliards de m³, soit 965 milliards de pi³), l'Alberta (23 milliards de m³, soit 824 milliards de pi³), la Colombie-Britannique (9 milliards de m³, soit 306 milliards de pi³), la Saskatchewan (7 milliards de m³, soit 231 milliards de pi³), le Québec (6 milliards de m³, soit 227 milliards de pi³) et le Manitoba (2,5 milliards de m³, soit 88 milliards de pi³). Les producteurs de gaz ont accumulé des revenus se chiffrant à 5 milliards de dollars en 1997 pour la vente du gaz au pays, tel que calculé à la sortie de l'usine de transformation.

La plupart des années, les consommateurs de l'Est du Canada achètent de faibles quantités de gaz naturel des États-Unis. En 1997, les importations canadiennes de gaz américain s'élevaient à 1,25 milliard de m³ (45 milliards de pi³), soit 2 p. 100 de la demande canadienne seulement.

Les exportations canadiennes de gaz vers les États-Unis dépassent quelque peu la consommation intérieure. En 1997, elles s'élevaient à 83 milliards de m³ (2 934 milliards de pi³). Le nord-ouest de la région du Pacifique et la Californie a acheté 35 milliards de m³ (1 233 milliards de pi³); le Midwest, 29 milliards de m³ (1 034 milliards de pi³) et le nord-est, 19 milliards de m³ (667 milliards de pi³).

Depuis 1986, les exportations canadiennes de gaz vers les États-Unis ont quadruplé, principalement en raison de la déréglementation des prix. Cette augmentation de la part de marché américain s'explique par une hausse de la capacité de production à la tête de puits, la construction de nouveaux gazoducs ainsi que le financement et les coûts d'exploitation concurrentiels du gaz naturel au Canada.

TECHNOLOGIES ÉNERGÉTIQUES



Production d'éthanol à partir de la biomasse

En collaboration avec Petro-Canada, la société Iogen conçoit et met à l'essai un processus rentable de production d'éthanol à partir d'une vaste gamme d'éléments de la biomasse, notamment les résidus agricoles comme la paille et la balle d'avoine. L'expérience d'Iogen en matière de technologie des enzymes permettra à la société de produire de l'éthanol à un coût concurrentiel. Grâce à cette technologie, chaque litre d'éthanol substitué à de l'essence réduira les émissions de CO_2 de 70 à 90 p. 100. Le secteur des transports pourrait ainsi réduire ses émissions de gaz à effet de serre de façon considérable si les carburants comme le E10 (10 p. 100 d'éthanol et 90 p. 100 d'essence) ou le E85 (85 p. 100 d'éthanol et 15 p. 100 d'essence) étaient couramment utilisés d'ici 2010. En outre, en mélangeant une part de 10 p. 100 d'éthanol à toutes les essences canadiennes d'ici 2010, on serait en mesure de réduire de 3 mégatonnes par an les émissions de CO_2 .

En 1997, les revenus des producteurs provenant des ventes sur les marchés extérieurs, tels que calculés à la sortie de l'usine de transformation, s'élevaient à 7,1 milliards de dollars. Les revenus des sociétés canadiennes de gazoducs pour le transport du gaz naturel des usines de transformation aux points d'exportation frontaliers étaient de 1,5 milliard de dollars.

Le gaz canadien a comblé 13 p. 100 de la demande américaine en 1997. Ce pourcentage est plus élevé dans certaines régions : plus de 50 p. 100 de la demande dans les États de l'Ouest, 23 p. 100 au Midwest et 21 p. 100 dans le Nord-Est des États-Unis.

PRIX

Depuis 1985, les prix du gaz naturel perçus par les producteurs du Canada ont été déréglementés. Le prix du gaz naturel est établi dans le marché libre par les forces fondamentales de l'offre et de la demande. Les prix de transport et de distribution perçus par les propriétaires de gazoducs et les distributeurs demeurent, toutefois, réglementés.

Au Canada, l'unité de mesure standard pour la vente du gaz est le gigajoule (GJ), qui équivaut approximativement à 26,6 m³ (940 pi³). Aux États-Unis, l'unité standard est le million de British Thermal Units (MBtu), qui équivaut approximativement à 1 000 pi³ de gaz.

Les propriétaires de résidences achètent le gaz au mètre cube. Un facteur de valeur énergétique s'applique, toutefois, de sorte qu'ils paient en fonction de la quantité d'énergie fournie.

Le gaz naturel est une source d'énergie livrée comme flux, non comme réserve. Les négociants de mazout livrent, par exemple, 500 litres de mazout à un client à la fois. Par contre, le gaz naturel est livré en fonction de la consommation, de façon continue.

L'approvisionnement en gaz naturel peut difficilement être modifié rapidement, alors que la demande fluctue selon les fronts atmosphériques. C'est en partie pour cela que le prix du gaz naturel est volatil et changeant avec le temps.

La plupart des consommateurs aiment savoir d'avance le prix qu'ils devront payer pour le gaz. Donc, plus le contrat d'approvisionnement en gaz naturel est à long terme, plus le prix est élevé. Le gaz naturel peut être acheté à l'heure, au jour, au mois, à l'année ou pour plusieurs années. Le prix par GJ de gaz dans le cadre d'un contrat d'un an est plus élevé que celui du gaz fourni selon un contrat mensuel.

Le transport du gaz comporte des frais connexes. Plus le point de livraison est éloigné des régions gazières, plus le prix est élevé.

Le gaz naturel canadien possède plusieurs marchés importants. Le gaz vendu à un point de livraison le long du Alberta System de TCPL ou au réservoir de stockage de la Alberta Energy Company détermine le marché albertain. C'est le facteur le plus important pour l'établissement du prix du gaz au Canada. En 1997, le prix moyen du gaz vendu selon des contrats mensuels sur le marché albertain était de 1,75 \$/GJ (1,34 \$US/MBtu). Ces contrats ont amené un prix moyen net à la sortie de l'usine de 1,23 \$US/MBtu aux producteurs. Le prix net à la sortie de l'usine est celui qui revient aux producteurs, une fois soustraits les frais de transport du gaz, de l'usine au point de livraison.

En 1997, le prix moyen du gaz livré au réservoir de stockage Dawn, dans le Sud de l'Ontario, et vendu selon des contrats mensuels était de 3,83 \$/GJ. Les prix au bec du brûleur étaient plus élevés, en raison des coûts de distribution additionnels.

Les principaux marchés américains se trouvent à Chicago, à Malin (Oregon), à New York et à Henry Hub (Louisiane). Les prix sur ces marchés déterminent les prix que recevront les exportateurs canadiens pour leur produit. Les contrats à terme de la New York Mercantile Exchange (NYMEX) ont choisi Henry Hub comme destination. En 1997, le prix moyen net à la sortie de l'usine pour les exportations était de 1,76 \$US/MBtu, considérablement supérieur au prix net intérieur. Cette différence s'expliquait par un déséquilibre entre la capacité de production de gaz et la capacité des gazoducs.

La capacité de production représente la quantité de gaz qui peut être produite à tout moment. Elle a toujours été excédentaire au Canada dans le secteur du gaz naturel. La production locale de gaz dans l'Ouest canadien est généralement supérieure à la demande locale ainsi qu'à la capacité des gazoducs qui transportent le gaz vers d'autres régions. Il en résulte un excédant local de gaz et des prix inférieurs à ceux d'autres régions nord-américaines. Les consommateurs canadiens de gaz naturel ont profité de cette situation excédentaire au cours de la majeure partie de la dernière décennie.

Cet excédant a été éliminé, du moins temporairement, par les deux grands projets de gazoducs exportateurs construits à la fin de 1998 : le segment qui prolonge le gazoduc Foothills/Northern Border jusqu'à Chicago et celui qui prolonge le TransCanada vers l'Est du Canada et le Nord-Est et le Midwest américains. Ceci a eu pour effet des prix nets similaires pour les ventes intérieures et pour les exportations. Les marchés canadiens du gaz ont donc vu leurs prix grimper considérablement. À titre d'exemple, le prix en Alberta selon des contrats mensuels est passé de 1,53 \$/GJ en janvier 1998 à 3,71 \$/GJ en novembre 1999.

PERSPECTIVES

Selon le document intitulé *Perspectives énergétiques du Canada 1996-2020* :

- On prévoit que la demande intérieure de gaz passera de 79 milliards de m³ (2,7 Bpi³) en 1997 à entre 127 et 150 milliards de m³ (entre 4,5 et 5,3 Bpi³) d'ici 2020.
- On prévoit que les exportations de gaz naturel vers les États-Unis passeront de 82 milliards de m³ (2,9 Bpi³) en 1997, à entre 113 et 127 milliards de m³ (entre 4 et 4,5 Bpi³) d'ici 2020.
- On prévoit que la production canadienne de gaz naturel passera de 167 milliards de m³ (5,9 Bpi³) en 1997, à entre 227 et 275 milliards de m³ (entre 8 et 9,7 Bpi³) d'ici 2020.
- On prévoit que, d'ici 2020, le prix à la sortie de l'usine du gaz naturel de l'Alberta se situera entre 2,25 \$ (prix de 1997) et 3,25 \$ le GJ (prix prévu de 2020).

NOUVELLES TECHNOLOGIES D'APPROVISIONNEMENT

Les technologies de prospection et de production du gaz naturel sont en constante évolution. Les percées des dernières années comprennent les trépan à diamant polycristallin, l'imagerie sismique tridimensionnelle, le forage horizontal et le forage en sous-pression. Ces technologies permettent le renouvellement continu de l'approvisionnement en gaz sans hausse des prix du marché. La situation se maintiendra dans l'avenir prévisible et la production pourra donc continuer en augmentant.

Les nouvelles technologies ont également joué un rôle important dans le début des exploitations des nouveaux bassins de production de la plate-forme Scotian. En mer, la prospection, le forage et les technologies de production, mises au point dans la partie américaine du golfe du Mexique, mais jamais utilisées auparavant au Canada, ont servi à la mise en valeur de la plate-forme Scotian.

La recherche et l'expérimentation se poursuivent dans le domaine des technologies de production et de forage, dans le but d'extraire le gaz naturel des gisements canadiens de charbon (méthane de houille). Ce type de gaz est fort abondant au Canada, surpassant de loin les estimations actuelles de réserves de gaz classiques. Mais, jusqu'à ce jour, la production rentable du méthane de houille n'a pas été réalisée. Ce dernier pourrait toutefois fournir à l'avenir une part importante de l'approvisionnement canadien.

À long terme, les réserves éloignées, et pour le moment difficile d'accès, pourraient acquérir une importance marquée dans l'industrie canadienne du gaz. On sait maintenant que de vastes réserves de gaz naturel existent dans des régions éloignées des principaux marchés. Les changements du marché et les percées technologiques telles que la construction d'un gazoduc vers le Grand Nord du Canada ou des technologies de production et de transport pourraient amener sur le marché le gaz de ces réserves.

LES LIQUIDES DE GAZ NATUREL (LGN)

Les LGN sont des hydrocarbures lourds et comprennent l'éthane, le propane, les butanes (isobutane ou butane ordinaire) et les pentanes plus qui sont extraits du gaz naturel brut dans les usines de transformation. Après la transformation sur place du gaz naturel, celui-ci contient encore la plus grande partie de son éthane, ainsi que quelques liquides plus lourds, surtout du propane et du butane.

La majeure partie des LGN sont acheminées par pipeline vers les installations de déséthanisation et de fractionnement, où ils sont transformés en produits purs utilisés surtout dans l'industrie pétrochimique. On trouve des installations de fractionnement à Fort Saskatchewan, en Alberta; à Superior, au Wisconsin; à Rapid River et à Marysville, au Michigan et à Sarnia, en Ontario.

Les projections pour les réserves de LGN sont fondées sur les projections correspondantes de production de gaz naturel. Environ 84 p. 100 des réserves de LGN extraits à l'usine de gaz proviennent de l'Alberta, 12 p. 100 de la Colombie-Britannique et 4 p. 100 de la Saskatchewan. Avec le début de la production de gaz sur la côte Est canadienne, les LGN pourraient être extraits dans une nouvelle usine qui sera construite à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse.

De plus, environ 11 p. 100 du propane et des butanes canadiens sont produits à partir du raffinage du pétrole brut.

COMMERCE

Le principal marché d'exportation des LGN canadiens est la région américaine des Grands Lacs. Grâce aux pipelines de liaison américains, les LGN canadiens peuvent concurrencer les produits étrangers et américains sur ce marché et encore plus au sud. Le mélange est également acheminé vers Sarnia, où il est fractionné et vendu sur les marchés canadiens avoisinants et sur les marchés de l'Est des États-Unis.

TRANSPORT

En ce moment, deux principaux pipelines transportent les LGN vers les marchés intérieurs et extérieurs :

- Le Enbridge PipeLine transporte du pétrole brut, des LGN et des produits pétroliers raffinés d'Edmonton, en Alberta, à Sarnia, en Ontario, ainsi que vers la région de Chicago.
- Le réseau Cochin transporte des produits purs de LGN à haute pression de vapeur, de l'éthylène et du mélange de LGN à partir de Fort Saskatchewan, en Alberta, jusqu'à Sarnia, en Ontario, en passant par les états américains de la région des Grands Lacs. Ce réseau de 3 068 km traverse trois provinces et sept États, avec une capacité d'environ 17 800 m³/j.

On prévoit que la capacité du Alliance PipeLine, reliant le nord-est de la Colombie-Britannique à Chicago, sera d'environ 15 000 m³/j de LGN. Le mélange de LGN sera extrait et fractionné en produits purs dans la région de Chicago.

Dans le sud de la Saskatchewan et du Manitoba, le Petroleum Transmission Company PipeLine transporte le propane et les butanes purs d'une usine de chevauchement à Empress, en Saskatchewan, jusqu'à des destinations aussi à l'est que Winnipeg, au Manitoba. De plus, le propane et les liquides plus lourds sont acheminés par les pipelines Westspur et Dome Kerrobert.

En Alberta et en Saskatchewan, un réseau de pipelines transporte la plupart des produits de LGN des usines à gaz aux installations de fractionnement. Le système de distribution de l'éthane de l'Alberta assure la collecte de l'éthane pur.

Uranium

L'uranium est l'un des éléments les plus lourds et les plus répandus dans la croûte terrestre. Sa propriété physique la plus remarquable est sa radioactivité, qui contribue grandement au rayonnement de fond de la Terre. Un isotope d'uranium peut émettre des quantités énormes d'énergie par fission nucléaire, c'est-à-dire par la division de ses atomes. La fission complète d'un isotope d'uranium U²³⁵ peut générer 2,5 millions de fois plus de chaleur que la combustion d'une masse égale de carbone sous forme de bois, de charbon ou de gaz naturel.

L'uranium sert principalement à alimenter les réacteurs nucléaires, dans lesquels l'énergie émise lors d'une réaction de fission contrôlée est utilisée pour produire de l'électricité. En 1997, plus de 400 réacteurs généraient environ 17 p. 100 de l'électricité dans le monde. Au Canada, une capacité de production nucléaire d'environ 14 700 MW était à la source d'environ 14 p. 100 de

la quantité d'électricité générée cette même année et près de la moitié de l'électricité produite alors en Ontario provenait des réacteurs nucléaires..

Le Canada est le principal producteur d'uranium au monde. La production canadienne de 1997 se chiffrait à plus de 12 000 tU (tonnes d'uranium), soit environ un tiers du total mondial. Cette même année, les exportations canadiennes d'uranium étaient évaluées à 550 millions de dollars. L'extraction, la concentration et le traitement de l'uranium fournissaient des emplois permanents et à temps plein à près de 1 500 Canadiens. Les sociétés minières d'uranium forment et emploient de nombreux habitants du Nord, dont bien des Autochtones.

Toutes les activités d'extraction de l'uranium se font dans le nord de la Saskatchewan. La Corporation Cameco et COGEMA Resources Inc. (CRI) possèdent et exploitent les trois centres de production d'uranium actuellement actifs, soit Cluff Lake (appartenant à CRI) et Key Lake et Rabbit Lake (les deux appartenant à Cameco).

Comme les ressources locales sont pratiquement épuisées à ces sites, de nouveaux centres de production sont mis sur pied dans le nord de la Saskatchewan. Ces nouveaux centres ont tous été soumis avec succès à un processus public d'évaluation environnementale fédéral-provincial. Les centres de McClean Lake et de McArthur River ont commencé leurs activités en 1999 et ceux de Cigar Lake et de Midwest devraient commencer leur production en 2002 et en 2003 respectivement. En s'assurant que ces projets se réalisent comme prévu, on maintiendra la position du Canada comme chef de file mondial de la production d'uranium dans l'avenir prévisible.

Bien que Cameco et CRI soient les propriétaires-promoteurs majoritaires de ces nouvelles installations, la plupart représentent des partenariats internationaux. Le niveau des intérêts étrangers dans les gisements d'uranium est limité, tout comme dans les autres secteurs clés de l'économie canadienne (p. ex., opérations bancaires, radiodiffusion et transport). Depuis 1970, le Canada a appliqué une politique spéciale sur les droits de propriété des non résidents dans le secteur de l'exploitation de l'uranium. Cette politique assure que des Canadiens possèdent au moins 51 p. 100 de chaque usine de production d'uranium aux premières étapes de la production. Des intérêts canadiens inférieurs à 51 p. 100 sont permis lorsque l'on peut clairement démontrer que le projet est sous contrôle canadien.

Tous les aspects de la production d'uranium et, en fait, tous les aspects du cycle de combustible nucléaire sont soumis à la réglementation stricte d'un organisme fédéral indépendant, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (qui s'appelait auparavant la Commission de contrôle de l'énergie atomique). Le cycle de combustible nucléaire est de compétence fédérale aux termes de la *Loi sur la sécurité et le contrôle de l'énergie nucléaire* qui a remplacé en l'an 2000 la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*. Au même moment, la Commission de contrôle de l'énergie atomique est devenue la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

RESSOURCES ET CAPACITÉ

Le Canada possède d'importantes ressources en uranium d'un intérêt économique actuel, dans des gisements qui se classent aux premiers rangs mondiaux. Au 1^{er} janvier 1998, les ressources récupérables totales en uranium étaient évaluées à 419 000 tU, ce qui équivaut à environ 40 années de production au rythme actuel. La majeure partie des ressources canadiennes dont la récupération est jugée rentable se trouvent dans le bassin de l'Athabasca, au nord de la Saskatchewan.

L'exploitation de ces gisements présente plusieurs défis d'ordre technique en ce qui a trait à l'eau souterraine, aux propriétés des roches et à la radioprotection. Les producteurs canadiens d'uranium font face à ces défis en élaborant des techniques de congélation du sol et des méthodes d'exploitation souterraine mécanisée non invasive.

Le projet de McClean Lake comprend une usine de pointe, à proximité de nombreux gisements de minerai. La plupart des gisements, qui ont une teneur moyenne de 3 p. 100, seront exploités à ciel ouvert. Mais l'un de ces gisements, se trouvant à quelque 170 m sous terre (avec une teneur moyenne de 4 p. 100) sera exploité comme une mine souterraine. Le site de McClean Lake comprend plus de 17 000 tU.

La mine souterraine de McArthur River exploite le plus grand gisement à haute teneur au monde (185 000 tU, avec une teneur moyenne de 13 p. 100). Sa capacité de production est de 6 900 tU/an à plein régime. Tout le minerai de McArthur River sera traité à l'usine de Key Lake.

Cigar Lake, le deuxième gisement à haute teneur en importance au monde (135 000 tU, avec une teneur moyenne de 12 p. 100), devrait commencer ses activités en 2002. À plein régime, on prévoit que la mine souterraine de Cigar Lake produira 6 900 tU/an. Le traitement du minerai se fera aux usines de McClean Lake et de Rabbit Lake.

Le début des activités de la mine Midwest est prévu pour 2003. Le gisement (13 000 tU, avec une teneur moyenne de 4 p. 100) se trouve à quelque 200 m sous terre, et sera également exploité comme mine souterraine. Tout le minerai sera traité à l'usine de McClean Lake.

La possibilité de nouvelles découvertes de grands gisements à haute teneur continue d'encourager d'importants efforts de prospection qui se sont chiffrés à près de 30 millions de dollars en 1997. Une autre tranche de 30 millions de dollars a été consacrée à la prospection souterraine de pointe, à l'évaluation des gisements et à des projets d'entretien et de suivi en voie de développement. La prospection se fait surtout dans le bassin de l'Athabasca, en Saskatchewan, et dans le bassin Thelon, au Nunavut.

PRODUCTION, TRANSFORMATION ET TRANSPORT

La plupart des dangers qui menacent les exploitations d'uranium se retrouvent dans les autres activités minières. La sécurité dans le secteur de l'uranium, tout comme dans d'autres mines souterraines, est compromise par la présence de gaz de radon radioactif, un sous-produit de la chaîne de désintégration radioactive de l'uranium. Ce danger potentiel est réduit par l'utilisation de puissants systèmes de ventilation. Les mineurs utilisent également de l'équipement spécialement blindé et téléguidé pour réduire l'exposition à la radiation.

Pour les nouvelles exploitations à haute teneur à McArthur River et à Cigar Lake, on utilisera des méthodes d'extraction à distance, sans contact direct. De plus, le minerai sera concassé et broyé dans des installations souterraines à distance, transporté dans des conteneurs blindés et repris à l'usine dans des unités de réception spécialement blindées. Les travailleurs ne seront pratiquement plus exposés au minerai à haute teneur.

Le minerai est traité dans une usine afin d'isoler l'uranium au moyen de procédés chimiques qui éliminent les impuretés. On traite tous les déchets et l'eau de la mine ainsi que les résidus de traitement avant d'en disposer. Pour maintenir la production malgré la réduction des ressources locales, l'usine de Rabbit Lake transformera une partie du minerai de Cigar Lake et l'usine de Key Lake sera alimentée de minerai de McArthur River. Cependant, l'exploitation de Cluff Lake sera interrompue en l'an 2000. La nouvelle usine de McClean Lake transformera le minerai local, de la mine Midwest et une partie du minerai de Cigar Lake.

Le concentré d'uranium (ou « yellowcake ») est produit dans les usines. Il faut le transformer davantage afin de le rendre propre à servir de combustible dans les réacteurs nucléaires. Les réacteurs à eau lourde sous pression CANDU, de conception canadienne, et les réacteurs à eau ordinaire, plus répandus, nécessitent deux chaînes de transformation différentes. Les deux débutent dans une installation de conversion. L'installation canadienne effectue les deux chaînes, mais les trois autres établissements commerciaux du monde (aux États-Unis, en France et au Royaume-Uni) sont consacrés à la chaîne pour les réacteurs à eau ordinaire.

Le concentré d'uranium est chargé dans des fûts à bague d'étanchéité sur les sites des mines, puis il est acheminé par la route vers l'installation de conversion. Les envois de concentrés canadiens destinés à l'Europe partent presque exclusivement du port de Montréal. Ceux qui seront transformés au Canada sont acheminés vers l'installation de conversion de Cameco, qui compte deux emplacements ontariens : Blind River et Port Hope. Cameco transforme une bonne partie des concentrés produits au Canada, ainsi que ceux d'autres pays producteurs d'uranium.

TECHNOLOGIES ÉNERGÉTIQUES



Conception d'une pile à combustible à oxyde solide

La société Global Thermoelectric Inc. établit de meilleurs niveaux de rendement, de rentabilité et de durabilité pour les piles à combustible à oxyde solide. La société parvient à réaliser ces améliorations en atteignant des niveaux de densité de puissance plus élevés à des températures inférieures (700 °C) à celles qu'il était nécessaire d'atteindre auparavant. Cette technologie s'appliquera aux marchés du pétrole, de l'essence, des télécommunications, de l'habitation et des véhicules automobiles. L'efficacité accrue de cette nouvelle technologie par rapport aux autres options disponibles dans ces marchés entraînera une réduction des émissions de gaz à effet de serre.



À l'installation de Blind River, on commence par affiner les concentrés afin d'éliminer les impuretés. Puis on les convertit par un procédé chimique en trioxyde d'uranium (UO_3). Le trioxyde d'uranium est transporté par camion, dans des conteneurs spécialement conçus, vers Port Hope, où il est converti soit en dioxyde d'uranium (UO_2), soit en hexafluorure d'uranium (UF_6). Ces deux produits sont considérés comme de l'uranium « naturel » (tout comme le minerai d'uranium, ils contiennent 0,711 p. 100 d'isotope U^{235}). Le dioxyde d'uranium naturel sert principalement à la fabrication d'éléments combustibles pour les réacteurs CANDU. L'hexafluorure d'uranium doit être « enrichi » (la proportion de l'isotope fissile U^{235} est augmentée au-delà de sa valeur naturelle) avant de devenir un combustible pour les réacteurs à eau ordinaire.

La poudre de dioxyde d'uranium naturel est emballée dans des fûts et envoyée à l'un des deux fabricants de combustible au Canada, soit à la société Zircotec Precision Industries Inc. ou à la Générale Électrique du Canada inc. (GE). Les deux fabriquent exclusivement des assemblages de combustible d'uranium à partir d'uranium naturel. Dans la chaîne de la GE, la poudre de dioxyde d'uranium est premièrement pressée pour lui donner une forme cylindrique, puis « brûlée » pour former des pastilles de combustible à l'installation d'agglomération, à Toronto. Les pastilles, d'une longueur approximative de 2 cm et d'un diamètre de 1 cm, sont ensuite transportées par camion vers une usine de Peterborough, en Ontario, où elles sont placées dans des gaines d'alliage de zirconium longues de 50 cm et fixées de façon à former des crayons de combustible de 10 cm de diamètre, destinés aux réacteurs CANDU au Canada et à l'étranger.

Il n'y a pas d'installation de fabrication de combustible au Canada qui soit en mesure de traiter l'uranium enrichi, donc l'hexafluorure d'uranium naturel est transporté dans des conteneurs d'acier spécialement conçus vers des usines d'enrichissement aux États-Unis, en France, au Royaume-Uni, en Allemagne ou aux Pays-Bas. Il y est traité jusqu'à ce que la teneur en isotope U^{235} atteigne environ 4 p. 100. L'hexafluorure d'uranium destiné aux usines d'enrichissement européennes quitte le pays au port de Montréal.

COMMERCE ET CONSOMMATION

Le marché commercial de l'uranium est différent de celui des autres minéraux. Les propriétés physiques uniques de l'uranium obligent les gouvernements à contrôler de façon stricte tous les aspects de sa manutention et de son utilisation. Le commerce est sujet à la réglementation, aux traités et à d'autres restrictions d'ordre national, international et bilatéral. Les pays qui refusent de se soumettre au régime mondial de coopération nucléaire sont exclus des échanges mondiaux d'uranium. Ce minerai joue également un rôle important en tant que produit énergétique, et la politique nationale de bien de pays rajoutent des contraintes supplémentaires au commerce.

Comme il est impossible d'utiliser d'autres combustibles dans les réacteurs nucléaires, il est important d'assurer l'approvisionnement. C'est pourquoi la majeure partie de l'uranium est vendue selon des contrats à long terme. Les pénuries dans l'approvisionnement ont été perçues comme une menace réelle pendant les années qui ont suivi la première crise du pétrole des pays de l'OPEP. Cette perception a amené la création d'énormes stocks commerciaux. Bien que les services publics aient commencé à liquider ces stocks vers la fin des années 1970, ils n'ont pas encore disparu complètement. De grands stocks ont également été accumulés pour des fins militaires à partir des années 1950, surtout aux États-Unis et dans les pays de l'ex-URSS.

Pour des raisons stratégiques, les activités ayant trait au cycle de combustible nucléaire des pays de l'Ouest ont été complètement séparées de celles de la Chine, des pays de l'ex-URSS et des pays du Conseil d'assistance économique mutuelle (CAEM) de l'Europe de l'Est. Cette situation a duré jusque vers le milieu des années 1980. Depuis, les initiatives de désarmement ont fait baisser la demande militaire dans l'ex-URSS, qui a commencé à liquider sa production excédentaire et ses stocks. L'uranium provenant des pays dont l'économie n'est pas une économie de marché (surtout la Russie, l'Ouzbékistan, le Kazakhstan et l'Ukraine) a joué un rôle important sur les marchés occidentaux au cours de la dernière décennie. Les stocks, et surtout les stocks militaires appartenant aujourd'hui à la Russie, continueront à dominer les marchés mondiaux pendant les 15 prochaines années. Les stocks militaires excédentaires, liquidés au même moment par les États-Unis, ont également augmenté l'offre. Même si les barrières entre l'Est et l'Ouest sont en grande partie détruites, les producteurs occidentaux n'ont pas encore un accès pratique aux marchés de l'Est, ce qui fait que les échanges d'uranium sont unidirectionnels.

En dehors des contraintes sus-mentionnées, l'uranium est échangé librement de par le monde. La production minière se fait dans un nombre restreint de pays, et les consommateurs de la majeure partie de l'uranium ne sont pas plus nombreux. Le Canada est l'un des rares pays qui est à la fois un producteur important et un consommateur, bien qu'il ait exporté plus de 90 p. 100 de sa production ces dernières années. Au cours des deux premières décennies de l'ère des puissances commerciales nucléaires, les exportations canadiennes d'uranium étaient destinées à part approximativement égale au Japon, à l'Europe de l'Ouest et aux États-Unis. Ces derniers sont devenus le principal marché d'exportation canadien au cours de dix dernières années. Ils absorbent environ 60 p. 100 de l'uranium canadien exporté, pour des raisons géographiques et par suite du libre-échange.

PRIX

Le marché de l'uranium se distingue par le nombre restreint de joueurs. Les trois principaux producteurs étaient à l'origine de plus de 50 p. 100 de l'offre en 1998; les huit premiers étaient à l'origine de plus de 80 p. 100. Moins d'une centaine de centrales nucléaires occidentales sont des acheteurs d'uranium sur le marché libre. De plus, il y a peu d'intermédiaires et la majeure partie de l'uranium est vendue en grosses quantités et selon des contrats à long terme. Ces facteurs font qu'il y a peu de transactions et que la transparence est limitée.

Le marché au comptant s'accommode bien des transactions à court terme. Il est relativement transparent et plusieurs organismes publient des renseignements sur les prix au comptant. Ce marché n'accueille toutefois qu'une petite partie des échanges d'uranium (environ 12 p. 100 de 1996 à 1998). Par contre, les renseignements sur les termes traitant des prix dans les contrats à long terme sont jalousement gardés par les acheteurs et les vendeurs. Bien que complexes et variables, les prix moyens à long terme sont toujours plus élevés que les prix au comptant. Toutefois, les prix de chaque segment de marché sont influencés par ceux de l'autre.

Les prix de l'uranium, qui sont exprimés en \$US/lb, ont connu une hausse marquée après le premier bouleversement des prix du pétrole des pays de l'OPEP, passant de 6,50 \$US/lb d'oxyde d'uranium (U_3O_8) à la fin de 1973 à une valeur maximale de 43,40 \$US/lb au milieu de 1978. Après une période de rectification des cours, les prix ont fluctué entre 14,25 \$US/lb et 25,00 \$US/lb, de 1981 au milieu de 1988, alors que l'uranium de l'ex-URSS se faufilait sur les marchés de l'Ouest. Les prix ont alors baissé de façon constante, pour atteindre un minimum de 8,70 \$US/lb au début de 1990. Après une modeste reprise, le minimum suivant de 6,90 \$US/lb a été atteint à l'automne de 1993, lorsqu'il est devenu apparent que le flux de l'uranium de l'ex-URSS vers les États-Unis serait endigué par des restrictions au commerce. Une nouvelle reprise modeste a suivi, mais les prix ont grimpé au-dessus de 12 \$US/lb pendant une courte période seulement (de la fin de 1995 au début de 1997). La chute exprimée en dollars constants est encore plus importante que ne l'indiquent ces valeurs en dollars courants.

Le prix canadien moyen pour les livraisons, selon tous les contrats d'exportation d'uranium, a atteint une valeur maximale de 44,50 \$US/lb d' U_3O_8 en 1980. Il est tombé progressivement jusqu'à 13,30 \$US/lb en 1998. Entre ces deux dates, le prix moyen d'exportation a souvent été plus du double du prix au comptant.

PERSPECTIVES

Selon les projections actuelles, il y aura une croissance lente, mais certaine, de la capacité mondiale de production d'énergie nucléaire, et donc de la demande d'uranium, jusqu'à 2010. La plupart des nouvelles centrales, en construction ou sérieusement projetées, se trouvent en Extrême-Orient (p. ex., en Chine, en Corée du Sud, à Taïwan et au Japon). Cette nouvelle capacité sera quelque peu compensée par la fermeture de certaines installations vétustes, touchant à la fin de leur vie utile ou démantelées pour des raisons économiques ou politiques.

Après 2010, la fermeture des centrales provoquera une baisse continue de la capacité mondiale de production d'énergie nucléaire, à moins que de nouveaux réacteurs ne soient commandés. Le degré d'acceptation du public et sa perception de l'énergie nucléaire comme moyen de contrer le changement climatique détermineront le rythme de cette baisse. Mais, jusqu'à ce que de nouvelles technologies soient élaborées et mises sur le marché, l'énergie nucléaire sera probablement à l'origine d'un bon pourcentage de la production mondiale d'électricité et ce, pour les décennies à venir.

L'uranium rendu disponible par les initiatives de désarmement de la Russie et des États-Unis représentera une portion importante de l'offre pour les 15 prochaines années, au moins. Il est possible que de nouvelles mesures de désarmement fassent grimper la quantité d'uranium excédentaire. L'uranium issu du retraitement ainsi que le plutonium récupéré du combustible nucléaire épuisé et utilisé dans les combustibles MOX combleront un certain pourcentage de la demande dans l'avenir prévisible. Enfin, d'importantes quantités d'uranium sont produites par l'enrichissement de l'uranium appauvri en Russie et aux États-Unis en conséquence des mesures de désarmement.

Il existe de fortes possibilités de découvrir de nouveaux gisements d'uranium au Canada et s'il se dote de politiques qui encouragent l'investissement, le Canada devrait pouvoir garder sa position de chef de file mondial dans l'exportation de l'uranium, demeurer un fournisseur concurrentiel et fiable pour ses partenaires commerciaux et combler la demande intérieure pour de nombreuses années à venir.

Énergie nucléaire

L'énergie nucléaire est une composante importante des sources énergétiques canadiennes. L'énergie libérée par une réaction de fission contrôlée sert à générer de l'électricité dans des filières de réacteurs nucléaires. Le produit le plus connu de l'industrie nucléaire canadienne est le réacteur CANDU (forme abrégée de Canada Deuterium Uranium), la pièce maîtresse du

Les marchés énergétiques du Canada

programme canadien d'énergie nucléaire. Les réacteurs CANDU, à l'opposé des réacteurs américains à eau ordinaire, utilisent de l'uranium naturel comme combustible.

L'industrie nucléaire canadienne a élaboré des produits, des services et des connaissances d'importance mondiale. Le Canada est un joueur important autant sur les marchés mondiaux qu'intérieurs. L'industrie regroupe des organismes privés et publics, qui s'occupent de l'extraction et de la concentration de l'uranium, aussi bien que de la fabrication de combustible, de la construction et de l'exploitation des centrales nucléaires, de l'évacuation des déchets et de la mise hors service des installations nucléaires. Le Canada est également le principal fournisseur mondial de radio-isotopes pour le traitement du cancer, les techniques diagnostiques médicales, l'agriculture et l'industrie.

Le gouvernement du Canada a joué un rôle de premier plan dans le développement de l'industrie nucléaire en finançant la recherche-développement dans le domaine et en établissant les cadres institutionnels et réglementaires qui assurent l'importance prioritaire accordée à la santé et à la sécurité ainsi qu'à la protection de l'environnement dans toutes les activités du cycle de combustible. Des lois et règlements stricts font en sorte que les responsabilités sociales et environnementales reçoivent également l'attention voulue.

Deux organismes font rapport au Parlement, par l'entremise du ministre des Ressources naturelles du Canada, et jouent des rôles cruciaux dans le programme canadien d'énergie nucléaire :

- **Énergie atomique du Canada limitée (EACL)** est une société d'État qui appartient au gouvernement. EACL conçoit, commercialise, vend et construit des réacteurs de puissance CANDU, des réacteurs de recherche MAPLE et des installations de stockage de déchets MACSTOR. La société mène des activités de recherche dans ses Laboratoires de Chalk River à l'appui de son programme CANDU et des technologies connexes.
- La **Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN)**, qui s'appelait auparavant la Commission de contrôle de l'énergie atomique, est l'organisme fédéral de réglementation qui s'assure que la santé, la sécurité et la protection de l'environnement sont des considérations de premier plan dans le développement et l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada. La nouvelle *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* fournit un cadre moderne pour la réglementation de l'industrie nucléaire.

Ressources naturelles Canada met sur pied et exécute la politique sur l'énergie nucléaire. Le Ministère fournit également des renseignements et des conseils en matière de cadres institutionnels, législatifs et financiers à l'industrie nucléaire du Canada.

RESSOURCES ET CAPACITÉ

Le gouvernement fédéral finance la recherche-développement dans le domaine nucléaire depuis plusieurs décennies. Ce soutien fédéral a permis au Canada de mettre au point sa propre technologie nucléaire (CANDU) et d'autres technologies connexes. Tel que mentionné ci-dessus, la technologie CANDU se sert de l'uranium naturel comme combustible et le Canada possède de vastes réserves de cette précieuse ressource.

Actuellement, le gouvernement fédéral consacre environ 100 millions de dollars par an aux activités de recherche-développement qui touchent la technologie CANDU. Trois services publics – Ontario Power Generation Inc., Hydro-Québec et Énergie NB – financent également la recherche-développement par le biais du Groupe de propriétaires du CANDU.

Pendant de nombreuses années, EACL a servi de laboratoire national pour la recherche-développement dans le domaine nucléaire. Une vaste gamme d'activités de recherche ont été menées dans les laboratoires de Whiteshell et Chalk River par ses experts riches d'un savoir faire de niveau international en physique, en métallurgie, en chimie, en biologie et en génie. Afin de rationaliser ses activités et en réponse à une baisse du financement fédéral pour la recherche-développement dans le domaine nucléaire, EACL a annoncé le 16 décembre 1998 la fermeture des Laboratoires de Whiteshell. La société a également consolidé la recherche nucléaire menée aux laboratoires de Chalk River et de Sheridan Park, en Ontario.

Le réacteur national de recherche universel, aux Laboratoires de Chalk River, sert depuis 50 ans d'outil de recherche et de générateur d'isotopes pour le secteur médical. Le Conseil national de recherches du Canada et EACL ont mis sur pied une proposition visant à faire remplacer ce réacteur, qui touche à la fin de sa vie utile, par l'installation canadienne de production de neutrons. De plus, deux réacteurs générateurs d'isotopes sont en cours de construction à Chalk River. Une fois terminés, ils combleront les demandes des consommateurs de façon fiable au cours du XXI^e siècle.

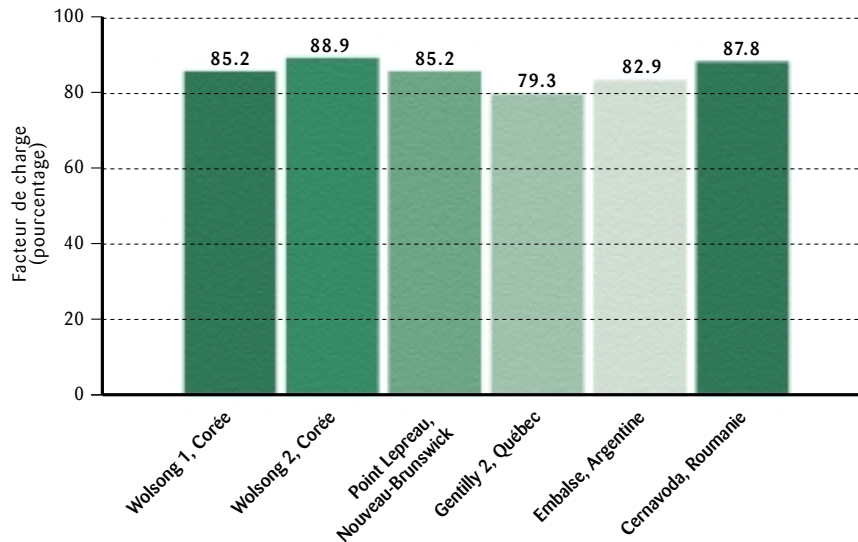
PRODUCTION ET CONSOMMATION

La retombée la plus importante de l'investissement fédéral dans la recherche-développement dans le domaine nucléaire a été la mise au point d'une technologie d'importance mondiale qui fournit, de façon fiable et économique, de l'électricité pour combler les besoins énergétiques de base. Un total de 22 réacteurs CANDU, qui appartiennent à des services publics en Ontario (20), au Québec (1) et au Nouveau-Brunswick (1) et qui sont exploités par eux, génèrent en

moyenne environ 15 p. 100 de l'électricité canadienne. EAACL est un exportateur important de réacteurs CANDU et de technologie connexe – neuf réacteurs CANDU fonctionnent ou sont en construction en Corée, en Chine, en Argentine et en Roumanie. Le tableau D, à la page précédente, dresse la liste des réacteurs CANDU en service ou en construction au Canada et à l'étranger.

La figure 3.7 qui suit illustre la haute performance continue des réacteurs CANDU 6 en exploitation au Canada et de par le monde. (Le facteur de charge, ou de capacité, mesure la production réelle d'électricité en comparaison à la production théorique à plein régime.)

Figure 3.7
Performance globale des réacteurs CANDU 6 (jusqu'au 31 décembre 1998)



Source : Groupe de propriétaires du CANDU, 1999.

Au Canada, le nucléaire en tant que source d'énergie est issu du désir des services publics d'électricité d'être autonomes en termes d'approvisionnement en électricité pour la demande de base, alors que le charbon importé représentait la seule autre option possible. Le prix du charbon était relativement élevé dans les années 1960 et 1970, ce qui rendait l'option nucléaire attrayante du point de vue financier.

TECHNOLOGIES ÉNERGÉTIQUES



Systeme de chauffage et d'électricité à microturbine ou cogénération

La société Suncurrent élabore des lignes directrices qui optimiseront le rendement des systèmes répartis de cogénération. Suncurrent fera le suivi et l'analyse d'un système de microturbine qui fournira à la fois de l'électricité et de la chaleur aux habitations en copropriété Walker Court de Calgary. Il s'agit d'un édifice résidentiel et commercial de 12 unités. Grâce à cette recherche, la société Suncurrent vise à étendre l'utilisation des systèmes de cogénération au moyen de réseaux efficaces gérés par une installation centrale de distribution et de contrôle.

Dans l'ensemble, l'industrie nucléaire fournit plus de 25 000 emplois pour des Canadiens hautement qualifiés. Ces emplois relèvent surtout de l'industrie de l'uranium : dans les trois services publics nucléaires provinciaux, Ontario Power Generation Inc, Hydro-Québec et Énergie NB; au sein d'EACL et dans environ 150 firmes d'ingénierie et autres du secteur privé dans l'ensemble du pays. Chaque vente à l'exportation d'un réacteur CANDU crée à elle seule des milliers d'emplois pour les Canadiens.

La mise en valeur de l'énergie nucléaire au Canada a donné une variété de bons résultats dans les applications médicales et industrielles de la technologie connexe. Des entreprises canadiennes de premier plan, telles MDS Nordion, ont amené l'industrie nucléaire canadienne à la fine pointe de la technologie. La société Nordion est un chef de file mondial dans l'approvisionnement médical en isotopes, la technologie d'irradiation des aliments et celle de la stérilisation du matériel médical et chirurgical. La société Theratronics est un chef de file mondial dans la technologie de la radiothérapie et des produits informatiques utilisés dans le traitement du cancer. On estime à 90 p. 100 la proportion des ventes à l'exportation de ces entreprises.

L'industrie nucléaire vise à la production efficace et à long terme de l'électricité dans ses installations actuelles. Elle travaille constamment aux questions de remise à neuf et de prolongation de la durée d'exploitation ainsi qu'aux pratiques et procédés d'exploitation et de gestion. Cet effort est déployé par le biais d'initiatives telles le programme d'optimisation des biens de production nucléaire d'Ontario Power Generation Inc., appliqué depuis août 1997. L'expérience canadienne est d'un intérêt tout particulier pour les autres pays qui se sont dotés de programmes d'énergie nucléaire.

Le 13 août 1997, le conseil d'administration d'Ontario Hydro, l'organisme prédécesseur d'Ontario Power Generation Inc., annonçait son programme de redressement nucléaire. Ce programme entraînait la mise hors service de sept de ses réacteurs CANDU et la consécration des ressources à 12 réacteurs plus récents sur les sites Bruce B, Pickering B et Darlington. Il visait à remettre les réacteurs à leur précédent niveau d'excellence. Ontario Hydro a précisé qu'il évaluerait la remise en service des réacteurs déclassés en préparant des analyses de rentabilisation comprenant un examen des autres options de génération. Le service public a décidé de remettre en service les réacteurs de Pickering A entre 2000 et 2003. Par la suite, les réacteurs de Bruce A seront remis en service en fonction de leur viabilité économique.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick est également en train d'évaluer la structure future de son marché de l'électricité et le rôle futur d'Énergie NB. Des études récentes menées par cet organisme démontrent que le réacteur de Point Lepreau ne pourra pas rester en service au-delà

de 2008 sans de nouveaux investissements considérables. L'extension de la durée d'exploitation du site de Point Lepreau dépendra des considérations financières de l'investissement nécessaire.

La centrale nucléaire de Gentilly 2, à Bécancour, au Québec, a une puissance installée de 675 MW, ce qui représente 2 p. 100 de la puissance installée totale du Québec.

COMMERCE

L'énergie nucléaire sert principalement à l'offre de base, et les réacteurs sont conçus pour répondre aux besoins intérieurs en électricité. Dans certains cas, par exemple en France, l'électricité nucléaire est un important produit d'exportation.

Pour le Canada, les États-Unis représentent le seul marché d'exportation pour l'électricité nucléaire. Comme tous les électrons se valent, qu'ils proviennent d'une centrale nucléaire, hydraulique ou à charbon, il est difficile de quantifier la valeur des ventes d'électricité nucléaire. Il est toutefois logique de croire que la majeure partie de l'électricité vendue par l'Ontario aux États-Unis a été générée dans des centrales nucléaires.

Les fournisseurs de centrales nucléaires sont généralement situés dans les pays industrialisés, soit aux États-Unis, en France, en Allemagne, au Canada, au Japon et dans l'ex-URSS. Ils se livrent une concurrence féroce pour les contrats d'exportation. Ces dernières années, les centrales CANDU se sont approprié une part importante du marché d'exportation.

Quelques-uns des pays qui ont préféré les réacteurs à eau ordinaire, surtout la France et l'Allemagne, ont élaboré leurs propres programmes et conceptions nucléaires, faisant concurrence aux États-Unis pour les exportations. Le Japon n'a pas encore tenté de commercialiser ses réacteurs sur le marché mondial, mais il joue un rôle actif dans la conception de pointe de réacteurs à eau ordinaire et construit, en partenariat avec d'autres entreprises, des centrales à l'étranger.

Les neuf réacteurs CANDU actuellement en service ou en construction hors du Canada représentent 10 p. 100 du marché mondial de l'électricité nucléaire. Ils sont en service ou en construction en Corée (4), en Argentine (1), en Roumanie (2) et en Chine (2). En 1999, le quatrième réacteur en Corée a été mis en service. Le réacteur CANDU 6 en Roumanie est en pleine exploitation et génère environ 10 p. 100 de l'électricité dans ce pays. Le deuxième réacteur roumain, du même type, en est environ aux 40 p. 100 de sa construction. Deux réacteurs CANDU 6 sont en construction à

Qinshan, près de Shanghai, en Chine. EA CL a réalisé une nouvelle conception pour le marché de la Corée du Sud : un seul réacteur CANDU avec une puissance d'environ 900 MWe. La conception se fonde sur des éléments éprouvés des filières à plusieurs réacteurs de Bruce et Darlington ainsi que sur des caractéristiques de CANDU 6 qui ont fait leurs preuves.

PRIX

L'établissement des prix et de la production de l'électricité est de compétence provinciale. La concurrence et la restructuration des marchés de l'électricité exercent actuellement une influence sur les politiques de certaines provinces. Habituellement, le prix demandé par les services publics pour l'électricité générée est fondé sur le coût moyen de production de toutes les centrales que possède chaque service (y compris les centrales nucléaires). Dans le cas de l'électricité nucléaire, le coût de production inclut le combustible, le capital, l'exploitation et l'entretien, l'évacuation des déchets et la mise hors service.

PERSPECTIVES

La principale priorité de l'industrie nucléaire canadienne sera de moderniser et de remettre en service à un niveau opérationnel optimal les réacteurs CANDU, présentement hors service, afin qu'ils retrouvent un niveau de performance optimal. Le plan de relance d'Ontario Power Generation Inc. mettra l'accent sur cette tâche.

Au Canada, les projets d'avenir s'en tiennent au remplacement des réacteurs actuels au fur et à mesure de leur mise hors service. Les réacteurs hors service d'Ontario Power Generation Inc. devraient être remis en service au cours des prochaines années. Les centrales nucléaires fermées d'ici 2020 pourraient être remplacées par des unités nucléaires, voir leur durée d'exploitation prolongée ou être remplacées par des sources d'électricité de remplacement. Les nouvelles installations nucléaires exigent de longs délais de planification.

Les marchés mondiaux prévus pour les nouveaux réacteurs se trouvent dans les économies émergentes de l'Asie ainsi que dans celles de l'Europe de l'Est et de l'ex-URSS. EA CL continuera la commercialisation de la technologie CANDU et visera les ventes internationales.

AUTRES PRÉOCCUPATIONS

Changement climatique

L'électricité nucléaire ne produit pas d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Les technologies d'énergie nucléaire ont un créneau sur le marché mondial, puisque tous les pays cherchent à réduire les émissions atmosphériques issues de la production et de l'utilisation de l'énergie. Les émissions totales de CO₂ produites par le secteur de l'électricité sont en moyenne de 100 millions de tonnes par année, soit environ 17 p. 100 de toutes les émissions canadiennes de GES. De 1971 à 1996, l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada a évité environ 1 222 millions de tonnes d'émissions de GES. Elle a également réduit de moitié les autres émissions atmosphériques nocives (oxydes de soufre, composés organiques volatils, dioxyde de soufre) du secteur de l'électricité.

On reconnaît de plus en plus que l'énergie nucléaire aide à atteindre les objectifs mondiaux en matière de changement climatique. La construction de centrales nucléaires dans nombre de pays dépendra, toutefois, de la capacité de l'industrie à prouver que l'électricité nucléaire est rentable et peut être gérée de façon responsable. Les défis dans le secteur tiennent au coût, à la sécurité, à la gestion des déchets et à la restriction de la prolifération de l'armement. Des progrès marqués dans ces domaines viendront sérieusement à l'appui de l'option nucléaire comme source durable d'électricité.

Gestion des déchets

Les déchets de combustible nucléaire des réacteurs CANDU actuels sont stockés de façon sécuritaire et à faible coût dans des piscines de désactivation ou dans des conteneurs de stockage à sec en béton sur le site même. Les gouvernements du monde entier reconnaissent qu'il faut trouver une solution à long terme au problème de la gestion des déchets de combustible nucléaire. Des travaux en cours sont consacrés à élaborer les technologies et les approches les plus efficaces pour ce faire.

Au Canada, EACL a mené des recherches poussées pour élaborer un stockage en formations géologiques profondes dans les couches stables du Bouclier canadien. Un comité d'évaluation et d'examen environnementaux a été mis sur pied selon les lignes directrices du Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. Le comité a procédé à un examen public exhaustif de la conception d'évacuation d'EACL et a soumis son rapport au gouvernement fédéral

en mars 1998. Ce dernier a répondu en décembre 1998, indiquant qu'il s'attendait à ce que les producteurs et les propriétaires de déchets de combustible nucléaire forment un organisme de gestion des déchets. Le gouvernement s'attendait à ce que cet organisme soit constitué en personne morale indépendante, ayant pour mission de gérer et de coordonner l'ensemble des activités de gestion à long terme, y compris l'évacuation, des déchets de combustible nucléaire. De plus, le gouvernement s'attendait à ce que les producteurs et les propriétaires de déchets mettent sur pied un fonds réservé au financement de la gestion à long terme des déchets.

Le gouvernement du Canada estime, toutefois, qu'un mécanisme de supervision fédérale est nécessaire pour assurer que des solutions adéquates et à long terme pour la gestion des déchets de combustible nucléaire seront élaborées, financées et mises en œuvre par les producteurs et les propriétaires des déchets. Les principaux objectifs du mécanisme de supervision prévu seraient de vérifier qu'un fonds réservé pour la gestion des déchets de combustible nucléaire existe, que l'organisme de gestion de déchets rende des comptes au gouvernement fédéral et qu'un système fédéral de révision et d'approbation soit mis en place pour superviser le fonds et en permettre l'accès.

Charbon

Le charbon diffère des autres sources d'énergie en ce sens que les réserves de charbon sont plus également réparties dans le monde. Le Canada possède de riches gisements houillers et détient environ 1 p. 100 des ressources mondiales de charbon. La production d'électricité et la fabrication d'acier sont les deux principales utilisations finales du charbon. Le charbon thermique (ou charbon de vapeur) sert principalement à produire de l'électricité. Le charbon métallurgique, ou charbon cokéifiable, sert à la production de coke, agent réducteur et source de chaleur utilisés dans l'industrie sidérurgique.

L'antracite, le charbon bitumineux, le charbon sub-bitumineux et le lignite sont les principales catégories de charbon, les trois dernières étant exploitées commercialement au pays. Le charbon bitumineux sert à des fins métallurgiques et à produire de la chaleur alors que le charbon sub-bitumineux et le lignite sont exclusivement utilisés dans les centrales thermiques. Comme le présent document porte principalement sur l'énergie, le reste de cette section du chapitre portera sur le charbon thermique.

CARACTÉRISTIQUES DE L'INDUSTRIE CANADIENNE DU CHARBON

Au cours des premières décennies du XX^e siècle, le charbon était la principale source d'énergie primaire au Canada. Dans les années 1940, par contre, il a commencé à céder la place à ses successeurs : le pétrole et le gaz naturel. Vers les années 1960, le pétrole et le gaz avaient supplanté le charbon pour le chauffage des locaux et les procédés industriels en général. De plus, les sociétés ferroviaires avaient remplacé le charbon par le carburant diesel. Il y a eu un redressement graduel de l'utilisation du charbon dans les années 1970, lorsque la flambée des prix du pétrole a amélioré la position concurrentielle du charbon thermique.

Avec une capacité de production d'environ 41 millions de tonnes par an, Luscar Ltd., la plus importante industrie houillère au pays, est le sixième producteur nord-américain. Trois sociétés se partagent environ 93 p. 100 de la production totale de charbon au pays, soit Luscar Ltd. (55 p. 100 de la production canadienne), Fording Coal Ltd. (deuxième producteur en importance, avec 27 p. 100 de la production) et Teck Corporation (troisième en importance, avec 11 p. 100 de la production). Luscar Ltd. et Teck Corporation sont des sociétés ouvertes, alors que Fording est une filiale en propriété exclusive du Canadien Pacifique Limitée.

Les 7 p. 100 restants sont répartis entre quatre petits producteurs de charbon : une société d'État fédérale (Société de développement du Cap-Breton, ou SDCB), une société provinciale (New Brunswick Coal, filiale en propriété exclusive d'Énergie NB) et deux entreprises privées (Smoky River Coal et Hillsborough Resources). Au début de 1999, le gouvernement fédéral a annoncé que la SDCB serait privatisée avant la fin de l'an 2000.

La majeure partie de la production de charbon thermique est principalement destinée aux services publics d'électricité des provinces et provient d'exploitations minières situées à proximité des centrales. Il s'agit pour la plupart de mines à ciel ouvert, exploitées en surface, dont les coûts de production sont inférieurs à ceux des mines souterraines. En 1998, il y avait 24 mines en activité au pays, dont 20 exploitations à ciel ouvert. Des travaux de planification sont en cours en vue de l'ouverture de trois nouvelles mines de charbon thermique ou métallurgique en Colombie-Britannique et en Alberta.

Le secteur du charbon est en grande partie de propriété canadienne. L'investissement étranger dans l'industrie provient principalement d'intérêts japonais, et de quelques intérêts coréens et américains.

IMPORTANCE POUR L'ÉCONOMIE CANADIENNE

L'industrie canadienne du charbon occupe une grande place dans l'économie canadienne, tant à titre d'industrie minière que de fournisseur d'énergie. En 1998, 75,4 millions de tonnes de charbon ont été produites par 24 mines. Celles-ci emploient environ 7 950 personnes. Près de la moitié de la production canadienne de charbon est exportée, principalement du charbon métallurgique. La valeur de ces exportations s'élève à 2,3 milliards de dollars. L'un des principaux biens à être transportés par chemin de fer, le charbon représente ainsi une source de revenus essentielle pour les sociétés ferroviaires de l'Ouest.

Le charbon est également une composante essentielle du secteur énergétique canadien. En effet, 99 p. 100 de la consommation de charbon au pays sert à la production d'électricité. En 1998, le charbon représentait 19 p. 100 de l'ensemble des carburants servant à la production d'électricité. Il est utilisé par 25 centrales dans 6 provinces.

Lorsqu'on prend en considération à la fois le charbonnage, le transport du charbon et la production d'électricité dans des centrales alimentées au charbon, leur incidence réunie sur l'économie canadienne est de 73 000 emplois et de plus de 5,8 milliards de dollars au chapitre du produit intérieur brut (PIB), soit près de 1 p. 100 de tous les emplois et 1 p. 100 du PIB canadien.

RESSOURCES ET CAPACITÉ

Les ressources en charbon sont largement réparties sur le territoire, depuis la côte de la Colombie-Britannique, à l'ouest, jusque dans les provinces de l'Atlantique, à l'est, et dans les régions nordiques canadiennes. Il s'agit de ressources fort diversifiées, comprenant toutes les catégories de charbon, du lignite à l'antracite.

Le tableau E donne un aperçu des ressources en charbon au pays et de ses réserves exploitables. Tel qu'indiqué, les réserves exploitables de charbon – quelque 6,5 milliards de tonnes – ne représentent qu'une faible proportion des ressources totales du Canada en charbon. Dans l'hypothèse où les taux d'extraction se maintiennent aux niveaux actuels, la production de charbon provenant de ces réserves établies pourrait durer une centaine d'années. Si l'on tient compte de toutes les réserves de charbon d'un intérêt immédiat, la production pourrait se poursuivre pendant environ 1 000 ans.

Tableau E
Aperçu des ressources en charbon du Canada^a
 (En million de tonnes)

Classement	Ressources d'un intérêt immédiat ^b		Ressources d'un intérêt futur ^c		
	Réserves ^d		Certaines indiquées et présumées (total)	Certaines indiquées et présumées (total)	Spéculatives
	Réserves exploitables	Durée des réserves (en années) ^e			
Colombie-Britannique					
Anthraciteux			1 610		4 000
Bitumineux	1 996	80	16 460	3 100	100
Sub-bitumineux			645		
Ligniteux	566		1 090		500
Total partiel	2 562		19 805	3 100	4 600
Alberta					
Anthraciteux			815	940	
Bitumineux	1 040	95	12 645	56 690	
Sub-bitumineux	871	35	33 475	14 115	85 000
Total partiel	1 911		46 935	71 745	85 000
Saskatchewan					
Ligniteux	1 670	140	7 595	27 615	
Total partiel	1 670		7 595	27 615	
Ontario					
Ligniteux			180		
Total partiel			180		

Tableau E (suite)
Aperçu des ressources en charbon du Canada^a
 (En million de tonnes)

Classement	Ressources d'un intérêt immédiat ^b		Ressources d'un intérêt futur ^c		
	Réserves ^d		Certaines indiquées et présumées (total)	Certaines indiquées et présumées (total)	Spéculatives
	Réserves exploitables	Durée des réserves (en années) ^e			
Nouveau-Brunswick					
Bitumineux	20	70	75		
Total partiel	20		75		
Nouvelle-Écosse					
Bitumineux	415	200	1 405	1 715	
Total partiel	415		1 405	1 715	
Nord canadien					
Anthraciteux			90		
Bitumineux			150		
Sub-bitumineux			350	1 050	4 500
Ligniteux			2 290	14 500	31 000
Total partiel			2 880	15 550	35 500
Canada					
Anthraciteux			2 515	940	4 000
Bitumineux	3 471	90	30 735	61 505	100
Sub-bitumineux	871	35	34 470	15 165	89 500
Ligniteux	2 236	190	11 155	42 115	31 500
Total	6 578	115	78 875	119 725	125 100

Tableau E (suite)
Aperçu des ressources en charbon du Canada^a
 (En million de tonnes)

Classement	Ressources d'un intérêt immédiat ^b			Ressources d'un intérêt futur ^c	
	Réserves ^d		Certaines indiquées et présumées (total)	Certaines indiquées et présumées (total)	Spéculatives
	Réserves exploitables	Durée des réserves (en années) ^e			
Canada					
Métallurgique	1 918	70	31 730	s/o	s/o
Thermique	4 660	100	47 145	s/o	s/o

^a Source : *Ressources canadiennes en charbon*, Commission géologique du Canada, EMR/CGC Étude 89-4. Pour établir de meilleures comparaisons, les données originales relatives aux ressources ont été réorganisées pour montrer le classement du charbon par ordre de grandeur.

L'expression ressource en charbon désigne les gisements houillers correspondant à certains critères d'épaisseur, de profondeur, de qualité et d'emplacement. Ces critères reflètent les limites de la faisabilité économique ou encore technique de l'exploitation. Le potentiel d'exploitation relatif est exprimé selon les notions d'intérêt immédiat et d'intérêt futur. Les ressources en charbon sont par ailleurs classées comme étant certaines, indiquées, présumées et spéculatives, selon le degré d'assurance de l'existence des quantités de ressources estimées.

^b Ressources qui, en raison d'une combinaison favorable des critères d'épaisseur, de profondeur, de qualité et d'emplacement, sont considérées comme étant d'un intérêt immédiat en ce qui a trait à la poursuite des travaux d'exploration et à un développement possible.

^c Ressources caractérisées par une combinaison moins favorable des critères d'épaisseur, de profondeur, de qualité et d'emplacement, mais qui pourraient être raisonnablement considérées en vue d'une exploitation possible dans un proche avenir (sous réserve d'améliorations modérées des conditions économiques ou encore technologiques).

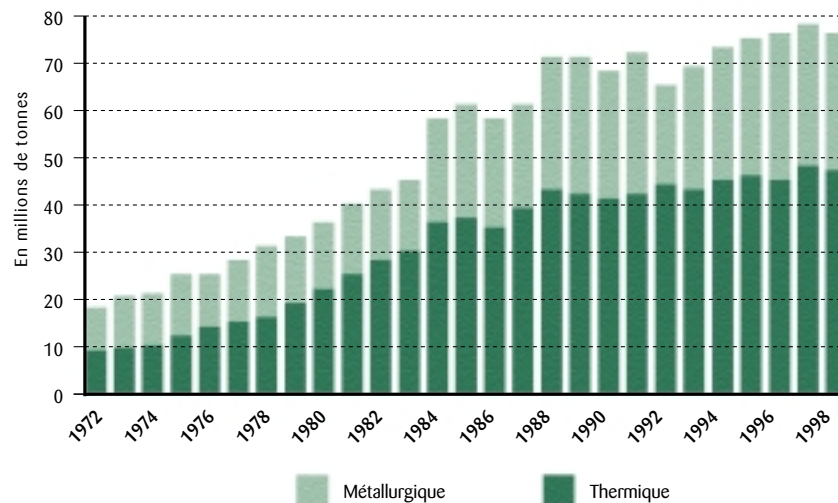
^d Les réserves de charbon regroupent la part de ressources certaines ou encore indiquées d'un intérêt immédiat, que l'on anticipe être exploitables dans le contexte économique et technologique actuel, après qu'auront été menées les études de faisabilité et s'il n'y a pas d'entrave juridique à ce qu'on les exploite. Les réserves exploitables sont les ressources qui restent après avoir tenu compte des pertes des exploitations minières. Source de données sur les réserves : *Coal Mining in Canada: 1986*, Romaniuk et Naidu, Énergie, Mines et Ressources, Étude 87-3E de CANMET.

^e Chiffres arrondis, fondés sur les estimations des réserves de 1986 et les taux de production de 1998.

PRODUCTION

En 1998, la diminution de la demande sur les marchés d'exportation et les problèmes de production en Nouvelle-Écosse sont à l'origine de la première baisse de la production de charbon depuis 1992 (figure 3.8). La production a diminué de 4 p. 100, s'établissant à 75,4 millions de tonnes, dont 51 p. 100 de charbon bitumineux (surtout de qualité métallurgique), 34 p. 100 de charbon sub-bitumineux servant exclusivement à la production d'électricité au pays et 16 p. 100 de lignite (également utilisé à cette fin), soit environ 62 p. 100 de charbon thermique et 38 p. 100 de charbon métallurgique. La valeur du charbon produit a diminué de 7 p. 100 et se chiffrait à 1,8 milliard de dollars, le fléchissement des prix du charbon métallurgique et thermique étant attribuable à la plus faible demande sur les marchés d'exportation.

Figure 3.8
Production de charbon selon le type, 1972-1998



Près de 97 p. 100 de la production de charbon provient des trois provinces les plus à l'ouest. En 1998, l'Alberta, le plus important producteur canadien de charbon, a produit 36,4 millions de tonnes de charbon sub-bitumineux et bitumineux. La Colombie-Britannique occupait la seconde place, avec 24,8 millions de tonnes de charbon bitumineux, suivie de la Saskatchewan, avec 11,8 millions de tonnes de lignite. Le reste de la production de charbon du pays (2,4 millions de tonnes de charbon bitumineux) provenait de l'Atlantique : la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick. Plus de 96 p. 100 de la production de charbon provenaient d'exploitations minières à ciel ouvert.

TRANSPORT

Le charbon thermique utilisé par les entreprises de services publics au pays provient principalement d'exploitations minières situées à proximité des centrales, de sorte qu'il ne nécessite que peu ou pas de transport. En raison de l'absence de réserves de charbon en Ontario et du coût élevé du transport du charbon à travers le pays, la plupart du charbon utilisé pour produire de l'électricité dans cette province est importé des États-Unis. Par ailleurs, environ 2 millions de tonnes de charbon thermique canadien est transporté annuellement par chemin de fer de l'Alberta et de la Saskatchewan à Thunder Bay, en Ontario. De là, il est transporté par bateau vers les centrales électriques ontariennes et d'autres consommateurs industriels.

Les exportations canadiennes de charbon métallurgique et thermique sont acheminées par transport ferroviaire sur de grandes distances. La distance qui sépare les producteurs exportateurs de l'Alberta et de la Colombie-Britannique des trois ports de la Colombie-Britannique, soit Westshore et Neptune, à Vancouver, et Ridley Island, à Prince Rupert, est généralement d'environ 1 100 km.

Trois sociétés ferroviaires transportent le charbon : le Canadien National (CN), une société ouverte, le Canadien Pacifique (CP Rail), filiale en propriété exclusive du Canadien Pacifique Limitée, et BC Rail Ltd., société propriété de la province. Le CN transporte du charbon surtout de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique vers Prince Rupert, alors que CP Rail transporte principalement le charbon du sud-est de la Colombie-Britannique vers Vancouver. Pour sa part, BC Rail transporte le charbon produit dans deux mines du nord-est de la Colombie-Britannique vers Prince George, C.-B., où il est transféré au CN.

Les coûts de production des exploitations minières situées à proximité des centrales, les frais de transport ferroviaire par kilomètre et les frais de manutention portuaire sont concurrentiels avec ceux d'exploitations semblables de par le monde. Par contre, les longues distances à parcourir augmentent nettement les coûts généraux de transport, qui peuvent s'élever à environ la moitié du prix franco à bord (FAB) du charbon au port. Cela constitue un formidable défi que doivent relever les producteurs canadiens qui veulent être compétitifs dans les marchés étrangers. Les améliorations soutenues de l'efficacité sur tous les plans – exploitation minière, transport ferroviaire et manutention portuaire – visent à réduire les coûts et à maintenir la position concurrentielle des exportations canadiennes de charbon.

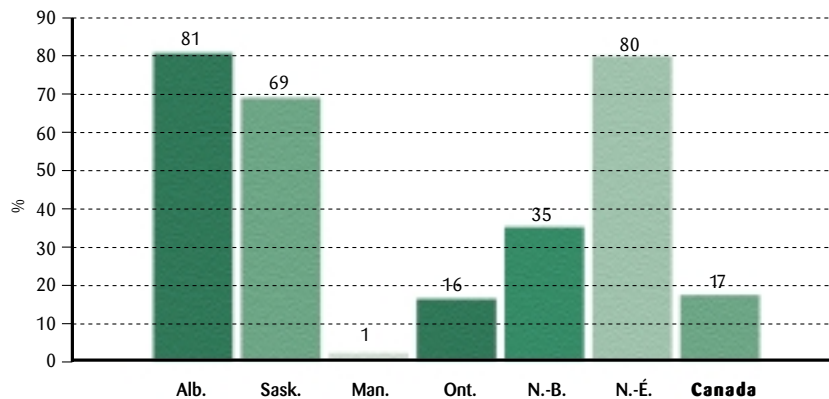
Avec plus de 34 millions de tonnes transportées annuellement, le charbon est le principal produit transporté par les sociétés ferroviaires canadiennes et chargé dans les ports canadiens (données de 1993).

CONSUMMATION

Au Canada, le charbon sert principalement à produire de l'électricité. On trouve toutefois d'autres ressources énergétiques en abondance au pays et les grands centres urbains sont éloignés des ressources canadiennes de charbon. C'est pourquoi, selon des estimations de 1998, le charbon ne représentait qu'environ 19 p. 100 de la production canadienne d'électricité. La contribution du charbon à la production d'électricité dans les provinces en 1997 est illustrée à la figure 3.9.

Figure 3.9

Contribution du charbon à la production d'électricité dans les provinces, 1997



La consommation de charbon au pays est à la hausse depuis 1994. En 1998, elle s'élevait à 58,8 millions de tonnes et était de 6 p. 100 supérieure à celle de l'année précédente. Tout comme par les années passées, 90 p. 100 de la consommation de charbon au Canada a servi à produire de l'électricité. Ce charbon est surtout utilisé dans les régions où le charbon est exploité et où des centrales sont situées près des mines. En 1998, le charbon canadien représentait 70 p. 100 de la consommation totale de charbon au pays, le reste provenant d'importations. Outre l'industrie électrique, le charbon sert à approvisionner l'industrie sidérurgique (près de 7 p. 100 de la consommation du pays) et les utilisateurs industriels de manière générale (4 p. 100 de la consommation au pays).

L'Alberta est le principal consommateur et producteur de charbon au pays. La province a utilisé 26 millions de tonnes de charbon bitumineux et sub-bitumineux en 1998 pour produire de l'électricité, soit environ la moitié de la consommation canadienne totale de charbon.

En 1998, l'Ontario s'est de nouveau hissée au deuxième rang des consommateurs de charbon thermique au Canada. Durant les années 1980 et au début des années 1990, l'Ontario occupait ce rang, mais l'utilisation de charbon a baissé radicalement en 1993, en raison d'une production accrue d'énergie nucléaire. En 1998, par contre, la consommation de charbon thermique pour produire de l'électricité a augmenté en flèche (de 3,3 millions de tonnes pour s'établir à 12,3 millions de tonnes). Cette utilisation accrue de charbon a compensé la baisse de la production d'électricité nucléaire résultant de la fermeture temporaire de sept unités.

Comme il n'y a pas de mines de charbon en Ontario, près de 80 p. 100 de ses approvisionnements en charbon thermique provenaient des États-Unis. En ce qui a trait au charbon canadien, la province a acheté du charbon bitumineux de l'Alberta et du lignite de la Saskatchewan. Parmi les autres utilisateurs de charbon en Ontario, mentionnons l'industrie sidérurgique, qui a consommé près de 4,1 millions de tonnes de charbon métallurgique (toutes importées des États-Unis) et les utilisateurs industriels, qui ont consommé 0,7 million de tonnes de charbon thermique importé.

La Saskatchewan était la troisième province consommatrice de charbon thermique servant à la production d'électricité en 1998 (9,8 millions de tonnes de lignite).

La Nouvelle-Écosse produit également beaucoup d'électricité à partir du charbon. La province a consommé 2,6 millions de tonnes de charbon thermique, presque exclusivement pour la production d'électricité. Celui-ci provenait principalement (80 p. 100) de deux mines exploitées par la Société de développement du Cap-Breton (SDCB) dans la province. Au Nouveau-Brunswick, le charbon thermique servant à la production d'électricité (1,4 million de tonnes) provenait surtout des États-Unis, de la Colombie et du Venezuela. Les industries québécoises et Hydro-Manitoba sont d'autres utilisateurs de charbon thermique importé au pays.

COMMERCE

Le ralentissement de l'économie du Japon et d'autres pays asiatiques, en 1998, de même que l'offre excédentaire de charbon sur les marchés mondiaux ont réduit la demande de charbon canadien destiné à l'exportation. Les exportations ont baissé de 6 p. 100 et s'établissaient à 34,2 millions de tonnes en 1998. Le charbon métallurgique utilisé par les industries sidérurgiques représentait environ 83 p. 100 des exportations canadiennes, et le charbon thermique servant à la production d'électricité, les autres 17 p. 100. La valeur totale de ces exportations se chiffrait à environ 2,3 milliards de dollars. Le Canada a vendu du charbon à 22 pays, le marché le plus important étant le Japon, (16,7 millions de tonnes), suivi de la Corée du Sud (6,2 millions de tonnes). La plus importante province exportatrice de charbon était la Colombie-Britannique, avec 70 p. 100 des exportations, l'Alberta exportant les autres 30 p. 100.

En raison surtout de la hausse de la consommation de charbon en Ontario, les importations de charbon au Canada en 1998 s'élevaient à 18,7 millions de tonnes, soit une augmentation importante de 39 p. 100 par rapport aux niveaux de 1997, Près de 98 p. 100 de toutes les importations provenaient des États-Unis, et le reste, de la Colombie, de l'Afrique du Sud, de la Chine, du Venezuela et de la Russie.

Le secteur de l'énergie électrique a importé environ 12,1 millions de tonnes de charbon. Le principal importateur de charbon, Ontario Power Generation Inc., a acheté environ 9,9 millions de tonnes de charbon des États-Unis en 1998. La société Énergie NB en a acheté près de 1,1 million de tonnes de divers pays alors que la Nova Scotia Power et l'Hydro-Manitoba en importaient environ 0,5 million de tonnes chacune.

PRIX

Puisque le Canada est à la fois un importateur et un exportateur de charbon, les prix sur le marché intérieur tendent à suivre l'évolution du marché mondial du charbon métallurgique et thermique. Les bas prix résultant de l'excédent de capacité dans plusieurs pays limitera toute augmentation soutenue des prix.

Le prix du charbon thermique payé par les services publics canadiens, principaux consommateurs de charbon au pays, a baissé substantiellement en valeur réelle au cours des 10 à 15 dernières années, reflétant ainsi l'amélioration de la productivité des exploitations minières et la rationalisation au sein de cette industrie. Ces dernières années, les services publics de l'Alberta et de la Saskatchewan ont payé le charbon sub-bitumineux et le lignite de 0,50 \$ à 1 \$/GJ (gigajoule). En Ontario, le prix du charbon bitumineux, canadien et importé, a été de 1,80 \$ à 2,20 \$/GJ. Ainsi, le prix canadien moyen du charbon thermique a fluctué entre 1,15 \$ et 1,20 \$/GJ (1997).

PERSPECTIVES

Le tableau F, à la page suivante, donne un aperçu des prévisions de l'offre et de la demande de charbon canadien, telles que publiées en 1997 dans *Perspectives énergétiques du Canada 1996-2020* par Ressources naturelles Canada. Les réserves connues de charbon sont assez considérables pour durer un siècle aux taux actuels de production.

Dans la publication *Perspectives énergétiques du Canada 1996-2020*, les données sur la demande de charbon proviennent de projections sur les besoins des secteurs d'utilisateurs finals, ce qui comprend principalement le charbon thermique servant à la production d'électricité au pays

On prévoit que l'utilisation de charbon pour la production d'électricité au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse passera de 4 à 7 millions de tonnes de 1995 à 2020. Toutefois, lorsque le gaz naturel de l'île de Sable arrivera sur le marché intérieur, il pourrait y avoir une baisse substantielle de la consommation de charbon.

Compte tenu des prévisions susmentionnées relativement à la demande, une faible augmentation de la production de charbon canadien est prévue entre 1995 (77 millions de tonnes) et 2010 (79 millions de tonnes). Toutefois, entre 2010 et 2020, la production totale devrait augmenter à 88 millions de tonnes, surtout en raison de la demande accrue de charbon thermique en Ontario. L'on prévoit que l'Alberta, principal producteur de charbon au pays, augmentera sa production, laquelle passera de 37 à 46 millions de tonnes de 1995 à 2020, surtout pour approvisionner l'Ontario en charbon thermique. La Colombie-Britannique est la seule des principales provinces productrices de charbon où l'on ne prévoit pas d'augmentation de la production, qui consiste principalement en charbon métallurgique et qui est presque entièrement exportée. Selon les prévisions, la production de la Saskatchewan est appelée à passer de 11 à 13 millions de tonnes de 1995 à 2020.

Selon les prévisions, les importations de charbon, qui étaient de 10 millions de tonnes en 1995, passeront à 13 millions de tonnes d'ici 2010 et à 23 millions de tonnes d'ici 2020. Mais, la fermeture temporaire imprévue d'unités de production d'énergie nucléaire en Ontario en 1997 a entraîné une hausse de la demande d'électricité produite par les centrales alimentées au charbon, ce qui s'est traduit par une augmentation importante des importations en 1998 (19 millions de tonnes).

NOUVELLES TECHNOLOGIES D'APPROVISIONNEMENT

Les plus grandes questions relatives à l'utilisation continue ou accrue du charbon ont trait aux défis environnementaux. En ce qui concerne la combustion de charbon, les émissions d'anhydrides sulfureux SO_2 et d'oxydes d'azote (NO_x) soulevaient de graves préoccupations par le passé. On peut faire appel à des technologies éprouvées, comme la désulfuration des gaz de combustion, les brûleurs à faibles taux d'émissions de NO_x , ainsi que la combustion en lit fluidisé – bien qu'à des coûts élevés – pour réduire ces émissions.

Dernièrement, la question des émissions de GES et du changement climatique est perçue comme un problème encore plus important et plus redoutable. Le charbon est désavantagé puisqu'il rejette plus de CO_2 par unité d'énergie produite que tout autre combustible fossile (comme le pétrole et le gaz naturel). Toutefois, de nouvelles technologies de conversion du charbon sont en développement et sont susceptibles d'augmenter tant la compétitivité que l'acceptabilité

Les marchés énergétiques du Canada

environnementale du charbon par une augmentation globale de l'efficacité thermique et une réduction des émissions. Le défi consistera à commercialiser ces technologies d'épuration du charbon, de sorte que celui-ci puisse continuer d'être un combustible attrayant, à bas prix.

Un ensemble de technologies d'épuration du charbon vise à accroître la quantité d'énergie électrique tirée d'une unité de charbon. La clé dans ce cas est une plus grande efficacité globale de la conversion, permettant de réduire les émissions de CO₂. Au nombre des technologies relevant de cette catégorie, mentionnons :

- les diverses technologies de pointe de combustion du charbon pulvérisé (sous-critique, super-critique et ultra-super-critique);
- les technologies de combustion en lit fluidisé (circulant et sous pression);
- les technologies de cycle combiné à gazéification du charbon, dont l'efficacité est de l'ordre de 40 à 50 p. 100, comparativement à de 33 à 35 p. 100 pour une unité de combustion du charbon pulvérisé ordinaire.

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une technologie de conversion du charbon comme telle, la possibilité de capturer les émissions de CO₂ des centrales alimentées au charbon et de l'utiliser ou de l'entreposer dans des formations géologiques (séquestration) commence à soulever beaucoup d'intérêt. Des initiatives sont en cours pour explorer la faisabilité de divers procédés de ce genre dans l'Ouest canadien.

ÉNERGIE RENOUVELABLE

L'énergie renouvelable désigne diverses sources d'énergie ayant peu de choses en commun sur le plan énergétique, sinon une même caractéristique : elles produisent toutes de l'électricité ou de l'énergie thermique sans appauvrir les ressources. L'énergie de l'eau, de la biomasse, du vent, du soleil, de la terre et du flux des déchets sont autant de sources d'énergie renouvelable.

Le bois, le vent et l'eau sont depuis longtemps des sources importantes d'énergie renouvelable au Canada et dans le monde entier. Ils fournissent de la chaleur pour chauffer les locaux et faire cuire les aliments, faire avancer les bateaux à voile et fournir la force motrice nécessaire à diverses activités économiques, comme le sciage du bois et la mouture des grains.

Sur le plan de la politique énergétique nationale, l'intérêt dans les ressources renouvelables est apparu et a augmenté durant les crises d'approvisionnement en pétrole des années 1970 et du début des années 1980. Offrant une solution pour remplacer le pétrole importé, les ressources

renouvelables offraient le potentiel de produire au pays de l'énergie qui ne risquerait pas de souffrir de pénurie d'approvisionnement attribuable à l'épuisement des ressources.

Dans les années 1990, le dossier environnemental était au premier plan des questions stratégiques relatives à la politique énergétique. Les gouvernements sont intéressés à intégrer les objectifs économiques et environnementaux en vue d'atteindre un développement durable. Ainsi, certains enjeux, comme la pollution atmosphérique et le changement climatique, ont été au centre des activités provinciales, nationales et internationales. Dans ce contexte, il y a un regain d'intérêt pour utiliser l'énergie renouvelable afin de réduire les émissions de GES et d'autres polluants.

Comme le suggère la définition proposée ci-dessus, les différentes formes d'énergie renouvelable sont très hétérogènes. D'une part, elles font appel à une vaste gamme de technologies de production de l'énergie. D'autre part, elles en sont rendues à différentes étapes de leur développement économique. Certaines sont parvenues à maturité et sont bien connues, comme l'hydroélectricité, alors que d'autres commencent à peine à percer sur le marché et qu'un plus grand nombre encore font encore l'objet de travaux de développement en laboratoire, mais sont pleines de promesse à long terme.

APERÇU DE L'INDUSTRIE

Le Canada est un chef de file mondial de la production d'énergie renouvelable. Environ 17 p. 100 de ses approvisionnements d'énergie primaire proviennent de sources renouvelables. En comparaison, la moyenne des pays membres de l'Agence internationale de l'énergie était de 6,1 p. 100 en 1995. La production d'énergie renouvelable au pays provient de deux principales sources : l'hydroélectricité et le bois.

L'hydroélectricité représente 11 p. 100 des approvisionnements d'énergie primaire du Canada. De fait, l'hydroélectricité est la principale source d'électricité au pays, représentant près des deux tiers de la production totale d'électricité. Cette hydroélectricité provient surtout des grands projets réalisés par des services publics d'électricité à intégration verticale et, dans une moindre mesure, par des industries qui s'en servent à leurs propres fins. Le restant de l'approvisionnement en énergie renouvelable du pays provient de sources qui commencent à peine à percer.

L'énergie de la biomasse représente 6 p. 100 des approvisionnements d'énergie primaire au Canada, un chiffre significatif. Par la combustion de bois et de ses dérivés, elle sert à la production de chaleur industrielle et d'électricité et au chauffage des locaux. Sous forme de maïs et d'autres matières provenant d'exploitations agricoles, la biomasse sert à produire l'éthanol utilisé dans le domaine du transport. L'on considère néanmoins que l'exploitation de la biomasse en est

encore à ses débuts puisque de nouvelles technologies sont en train d'être mises au point. Par exemple, l'on est à adapter la conversion biochimique et la thermoconversion à une variété d'utilisations de la biomasse.

Parmi les autres nouvelles sources d'énergie renouvelable, mentionnons l'énergie éolienne servant à produire de l'électricité et de l'énergie mécanique; l'énergie terrestre utilisée pour le chauffage des locaux et de l'eau ainsi que la climatisation au moyen de pompes géothermiques; et l'énergie solaire, tant pour obtenir de l'énergie thermique que de l'électricité. Certains considèrent les petites centrales hydroélectriques appartenant à des intérêts indépendants comme étant des sources nouvelles, puisque les mégaprojets hydroélectriques ont occupé une place de premier plan au cours de la seconde moitié du XX^e siècle.

Le tableau G, à la page précédente, fournit des données sur la production d'énergie selon la source. Selon un sondage réalisé en 1993, les nouveaux venus de l'industrie de l'énergie renouvelable (p. ex., excluant les grandes installations hydroélectriques) employaient 3 400 Canadiens et leur chiffre d'affaires s'élevait à 775 million de dollars, dont 170 millions attribuables aux exportations. Selon des estimations de 1998, cette industrie canadienne comptait 4 900 employés et son chiffre d'affaires était de 1,1 milliard de dollars, les exportations étant de 280 millions.

SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Hydroélectricité

Le pouvoir hydraulique est une source importante d'énergie renouvelable. Compte tenu de ses abondantes ressources en eau et de son vaste territoire, le Canada possède de nombreuses occasions de produire de l'énergie à faibles coûts. De fait, l'exploitation de l'énergie des eaux en mouvement a joué un rôle de premier plan dans le développement socioéconomique du Canada au cours des trois derniers siècles.

L'activité industrielle s'est développée au Canada au cours des XVIII^e et XIX^e siècles, dans les domaines forestier, céréalier et minier. Les industries utilisaient l'énergie mécanique provenant des roues à aubes. Au début du XX^e siècle, l'hydroélectricité a contribué à l'établissement de la première assise manufacturière alimentée à l'électricité au pays et à l'électrification des demeures et des villes. La nouvelle technologie hydroélectrique faisait appel à des turbines et à des génératrices pour convertir en électricité l'énergie de l'eau qui tombe. Le développement hydroélectrique s'est poursuivi durant la seconde moitié du XX^e siècle. Nombre de grands projets ont été réalisés, qui ont contribué au développement économique et à l'évolution démographique du Canada.

TECHNOLOGIES ÉNERGÉTIQUES



Production de biomasse végétale à partir de saules

Le projet de recherche a pour objet de déterminer la capacité de production de biomasse par des plantations de courte rotation et d'accroître le rendement, tout en réduisant les coûts de production et de récolte.

Les chercheurs ont retenu trois sites (d'une superficie d'environ trois hectares chacun) dans la municipalité régionale de comté Le Haut-Saint-Laurent (au sud-ouest de Montréal), chaque site présentant un type différent de sol peu fertile. On y a planté deux espèces de saules, à savoir le *Salix Viminalis*, espèce hybride mise au point en Scandinavie, et le *Salix Discolor*, espèce indigène.

L'étude a montré qu'il est possible d'exploiter des plantations de courte rotation dans des sols impropres aux cultures agricoles. Les plantations énergétiques permettraient de diversifier les activités agricoles, de stimuler l'économie rurale, de créer des emplois et de réduire l'exode rural.

Comme le montre la figure 3.10, l'hydroélectricité demeure la source prédominante d'électricité au pays, suivie du charbon et de l'énergie nucléaire, qui fournissent la presque totalité du reste. En 1997, la production en hydroélectricité a atteint 344 201 GWh, soit 62 p. 100 de la production d'électricité au Canada.

Comme on peut le voir au tableau H, le Canada est le plus important producteur d'hydroélectricité du monde, suivi des États-Unis et du Brésil. La puissance génératrice installée s'élevait en 1997 à 66 823 mégawatts (MW).

Figure 3.10
Production d'électricité, 1997

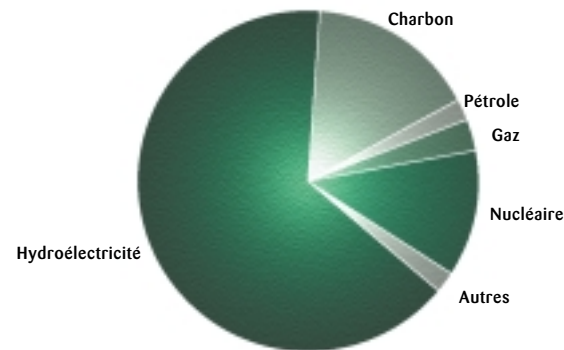


Tableau H
Hydroélectricité, comparaison internationale, 1995

	Production GWh*	Capacité MW**
Canada	331 000	64 000
États-Unis	308 000	100 000
Brésil	254 000	51 000
Chine	191 000	48 000
Russie	177 000	44 000
Norvège	122 000	27 000
Total mondial	2 533 000	709 000

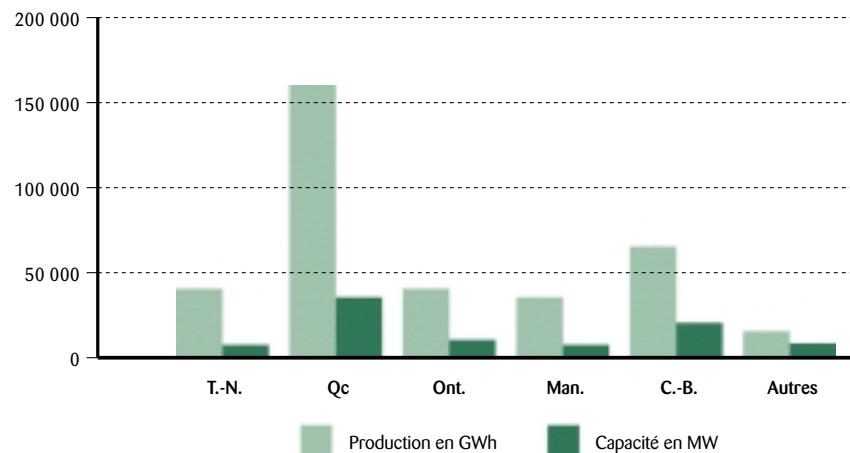
* GWh = gigawatt-heure

** MW = mégawatt

Tel que le précise la figure 3.11, à la page suivante, cette production provient surtout de la moitié des provinces canadiennes. Les plus grands producteurs sont des sociétés de services publics d'électricité qui appartiennent aux provinces, soit Hydro-Québec, BC Hydro, Ontario Power Generation Inc., Newfoundland and Labrador Hydro et Hydro-Manitoba.

Ces sociétés ont réalisé une série de mégaprojets hydroélectriques à travers le pays. Le complexe La Grande, sur le territoire québécois de la baie James, est le plus vaste aménagement hydroélectrique du monde, avec une capacité de plus de 15 000 MW. Parmi les autres grandes centrales

Figure 3.11
Hydroélectricité selon la province, 1997



hydroélectriques canadiennes, mentionnons Churchill Falls au Labrador, Manicouagan-Outardes sur la Côte-Nord du Québec, Sir Adam Beck sur la rivière Niagara, en Ontario, Nelson River au Manitoba ainsi que Gordon Shrum et Columbia River en Colombie-Britannique.

Bien que le secteur de l'hydroélectricité soit largement dominé par les services publics d'électricité, des industries et des producteurs indépendants d'énergie jouent également un rôle, (tel que précisé dans le tableau I). Plusieurs industries possèdent et exploitent des installations hydroélectriques à leurs propres fins. Dans bien des cas, cette pratique remonte à la première moitié du XX^e siècle, avant même l'électrification globale du Canada par les services publics d'électricité. Alcan, au

Tableau I
Producteurs d'hydroélectricité, 1997

	Production	Capacité
	GWh*	MW**
Services publics	309 107	62 219
Industries	32 635	4 124
Prod. indépendants	2 459	480
Total	344 201	66 823

* GWh = gigawatt-heure

** MW = mégawatt

premier plan de la production d'aluminium dans le monde, est de loin le plus important producteur industriel d'hydroélectricité. La capacité totale de ses installations au Québec et en Colombie-Britannique s'élève à environ 3 200 MW. Plusieurs producteurs de pâtes et papiers possèdent également des installations hydroélectriques. Une tendance plus récente, durant les années 1980 et 1990, a été la création d'une industrie de producteurs indépendants, lesquels vendent habituellement leur énergie aux services publics d'électricité. Ils réalisent des petits projets, de l'ordre généralement de 1 à 50 MW. Ces projets aident les entreprises de services publics à combler la demande croissante en profitant ainsi d'une faible augmentation de leur capacité.

Il existe encore beaucoup de potentiel pour accroître la production d'hydroélectricité au Canada. Selon des estimations, le potentiel brut restant est de 182 832 MW, dont des projets de développement futurs prometteurs, d'une capacité de 34 371 MW.

De nos jours, la capacité installée des petits projets hydroélectriques s'élève à 1 500 MW au pays et il est possible, compte tenu des coûts actuels de la technologie, de l'accroître de 1 200 MW de plus, de façon rentable. Selon des estimations, une réduction de 10 à 15 p. 100 des coûts permettrait d'accroître la capacité d'environ 1 800 MW de plus, de façon financièrement viable.

De tout temps, le Canada a bénéficié des coûts de production d'hydroélectricité parmi les plus bas du monde. Les prix de vente au détail de l'électricité sont donc très avantageux, ce dont profitent les utilisateurs résidentiels et les industries grandes consommatrices d'énergie au pays, comme l'industrie de l'aluminium.

Selon les projections publiées dans *Perspectives énergétiques du Canada 1996-2020*, la production d'hydroélectricité est appelée à augmenter d'environ 14 p. 100 de 1995 à 2020, ce qui représente une hausse annuelle d'environ 0,5 p. 100. La réalisation de divers projets au Québec, en Colombie-Britannique et au Manitoba permettra d'augmenter la production. La nécessité de réduire les émissions de GES au Canada et aux États-Unis offre de nouvelles possibilités de croissance au secteur de l'hydroélectricité.

Bioénergie

La bioénergie provient de la conversion de la biomasse – bois et résidus du bois provenant d'activités manufacturières, produits et résidus agricoles ou résidus urbains. La combustion est la plus répandue des trois méthodes de conversion possibles. En outre, la conversion thermochimique peut servir à produire des carburants gazeux ou liquides, tandis que la conversion biochimique permet de produire de l'éthanol.

Après l'hydroélectricité, la bioénergie constitue la plus importante source d'énergie renouvelable. Elle fournit 6 p. 100 de l'énergie primaire au Canada. La production est principalement attribuable aux industries des produits forestiers et des pâtes et papiers, qui brûlent leurs résidus afin de produire de la vapeur pour leurs propres besoins. Le chauffage au bois des locaux dans le secteur résidentiel constitue une autre importante source de bioénergie. Les sections qui suivent font état d'autres utilisations courantes de la biomasse au Canada.

Seule une très faible proportion des énormes ressources forestières et de la grande capacité agricole du Canada contribue à la bioénergie. Le bois et les autres sources d'origine agricole présentent une faible densité énergétique par comparaison avec les combustibles fossiles comme le pétrole et le gaz naturel, ce qui a pour effet de faire grimper les coûts de transport et de manutention. En s'efforçant de réduire ces coûts, on pourrait accroître considérablement le recours à la bioénergie dans l'avenir. Les produits agricoles plantés et récoltés expressément pour servir de source de carburant (par exemple, les peupliers et les saules en plantations à courte rotation) présentent un intérêt certain. Les recherches en cours plaident en faveur de cette forme de sylviculture pratiquée d'une manière économique et respectueuse de l'environnement. L'énergie produite à partir des résidus de bois provenant de la récolte ainsi que les résidus de la production agricole (par exemple, la paille, les paillettes, les trognons de maïs et les résidus de haricots) présentent également un intérêt.

Énergie thermique provenant des résidus de la biomasse d'origine industrielle

Il existe deux grandes sources de résidus du bois d'origine industrielle. Les scieries produisent des copeaux, de la sciure et de l'écorce. D'après les estimations, leurs résidus se chiffrent à quelque 19 millions de tonnes sèches par an, dont 10 millions servent soit à la fabrication de produits (par exemple, l'aggloméré de bois) ou à la production d'énergie. Le reste est mis au rebut, principalement dans les décharges. Mentionnons également la liqueur résiduaire de la fabrication de la pâte – mélange d'eau, de produits chimiques utilisés pour la réduction en pâte et de matières organiques, qui lie les fibres de bois. La liqueur résiduaire est un dérivé des usines de pâtes et papiers provenant de la transformation de bois en pâte. Toute la liqueur produite est brûlée en usine pour produire de l'énergie.

En 1997, l'industrie canadienne de la fabrication a consommé 493 pétajoules (PJ) d'énergie à partir de résidus du bois et de liqueur résiduaire de la fabrication de la pâte. La bioénergie d'origine industrielle, qui représente environ 5 p. 100 de la production d'énergie primaire, se classe ainsi au deuxième rang des sources d'énergie renouvelable. Avec une consommation de 407 PJ, l'industrie des pâtes et papiers constitue le plus important consommateur de cette

biomasse d'origine industrielle. De fait, la bioénergie comble la moitié des besoins en énergie de cette industrie. L'industrie de la scierie, qui utilise souvent les résidus du bois pour chauffer les séchoirs, se classe au deuxième rang pour la consommation de bioénergie.

Électricité provenant des résidus de la biomasse d'origine industrielle

Bien que les résidus du bois d'origine industrielle servent principalement à produire de la chaleur pour les procédés industriels et le chauffage des locaux, certains sont utilisés pour produire de l'électricité. L'industrie des pâtes et papiers possède une capacité de production d'environ 1 000 MW, attribuable en partie à la combustion des résidus du bois. En règle générale, les usines sont dotées de grosses chaudières alimentées au moyen de résidus de la biomasse et d'autres combustibles (comme le mazout et le gaz naturel). La vapeur obtenue sert à produire de l'électricité dans des turbines à vapeur classiques, puis elle est utilisée comme vapeur industrielle. C'est pourquoi on parle de « cogénération ».

En plus de l'industrie des pâtes et papiers, certains producteurs d'énergie indépendants produisent de l'électricité en brûlant des résidus du bois, habituellement fournis par des scieries qui souhaitent vivement s'en débarrasser. Une dizaine d'usines canadiennes produisent de l'électricité pour la vendre à des services publics, à savoir une capacité installée totalisant environ 200 MW.

Méthane provenant des décharges

On trouve de la biomasse non seulement dans les résidus du bois d'origine industrielle, mais aussi dans les résidus solides produits par les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel. D'après une enquête menée en 1992 sur la gestion des déchets, le Canada produit 23 millions de tonnes de résidus solides, à savoir des résidus :

- enfouis dans les décharges municipales (65,5 p. 100);
- recyclés (29,7 p. 100)
- incinérés – avec récupération d'énergie (3,2 p. 100);
- incinérés – sans récupération d'énergie (0,3 p. 100);
- valorisés grâce à des composteurs centralisés (0,9 p. 100);
- valorisés grâce à des composteurs domestiques (0,3 p. 100).

Les résidus urbains solides sont constitués à environ 66 p. 100 de matières organiques : plus de la moitié de papier et le reste d'autres matières organiques, par exemple, du bois et des aliments. Lorsqu'on les place dans une décharge, ces débris organiques se décomposent et émettent un gaz, dit gaz d'enfouissement. Il s'agit d'un gaz humide renfermant principalement deux GES, soit le méthane (CH_4) et le CO_2 , ainsi que des traces de composés de soufre et de composés organiques volatils. Bien que la proportion des composés varie au fil du temps et d'une décharge à l'autre, le gaz d'enfouissement comprend généralement 50 p. 100 de méthane et 50 p. 100 de CO_2 . Le méthane est le principal composant du gaz naturel. Le gaz d'enfouissement est produit sur une longue période après l'enfouissement initial, soit pendant de 30 à 50 ans et plus. La durée varie selon la composition des résidus, la teneur en humidité, la température, l'acidité ou l'alcalinité (pH), les éléments nutritifs et la densité.

Au Canada, quelque 10 000 décharges actives ou pas produisent environ 1,2 kilotonne de méthane, dont le quart est capté dans 33 des plus importantes décharges, lesquelles sont équipées de systèmes collecteurs de gaz actifs. Dans 20 de ces décharges, le gaz d'enfouissement capté est simplement brûlé à la torche pour atténuer les répercussions néfastes, par exemple, les odeurs désagréables et les risques d'explosion. Les 13 autres décharges utilisent le gaz pour produire de l'énergie. Elles captent 0,2 kilotonne de méthane par an, soit une production d'énergie primaire évaluée à 9,6 PJ. Les décharges sont principalement situées au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique.

Tableau J
Décharges produisant de l'électricité

	Capacité
Ville Saint-Michel (Miron), Québec	25 MW*
Usines de triage de Lachenaie, Québec	4 MW
Brock West (Pickering), Ontario	14 MW
Keel Valley (Vaughan), Ontario	30 MW
Beare Road, Ontario	3,5 MW
Clover Bar, Alberta	6 MW
Total	82,5 MW

* MW = mégawatt

Environ 70 p. 100 du méthane capté à des fins énergétiques sert à produire de l'électricité pour la vendre à des services publics. Le tableau J énumère les décharges productrices d'énergie. Dans d'autres cas, le méthane est acheminé à l'extérieur de la décharge par pipeline et vendu à des clients établis à proximité pour la production d'énergie thermique. Tel est le cas dans de nombreuses décharges de la Colombie-Britannique. Ainsi, le méthane est utilisé pour le chauffage de locaux et pour la chaleur industrielle dans une usine de fabrication de gypse, une cimenterie et une usine de recyclage. Dans une installation

innovatrice, le gaz d'enfouissement alimente une chaudière afin de produire de la chaleur pour une serre pendant l'hiver et les soirées fraîches d'été, tandis que le CO₂ produit dans la chaudière sert à stimuler la croissance des plantes.

Incinérateurs de résidus urbains avec récupération d'énergie

La combustion directe est une solution qui peut remplacer l'enfouissement des résidus urbains. Une enquête menée en 1992 sur la gestion des déchets a dénombré dix incinérateurs de résidus urbains avec récupération d'énergie ou usines produisant de l'« énergie à partir de résidus ». Ces usines ont brûlé 1,2 million de tonnes de résidus urbains solides, soit 12,5 PJ d'énergie primaire. Certaines d'entre elles produisent de la vapeur pour la vendre à des installations industrielles établies à proximité. Par exemple, des incinérateurs de Québec et de Burnaby produisent de la vapeur utilisée dans des usines de papier.

On peut également produire de l'électricité en brûlant des résidus. Par exemple, la capacité de production d'électricité de l'unité de réduction des déchets solides (SWARU), située à Hamilton, en Ontario, se chiffre à 19 MW. Il est également possible de produire à la fois de la vapeur et de l'électricité en mode cogénération. L'énergie produite par ces usines est estimée à 6,3 PJ après les pertes de transformation.

Biogaz provenant du traitement des eaux usées et des effluents industriels

Le méthane est produit par fermentation anaérobie (c'est-à-dire sans oxygène) au cours du traitement des eaux usées et des effluents de boues industrielles. Ce processus décompose les solides biologiques que produit le système de traitement des eaux usées. La majorité des municipalités canadiennes de grande ou de moyenne taille disposent d'une usine de traitement des eaux usées faisant appel à la digestion anaérobie. Dans la plupart des cas, ces usines utilisent une partie du méthane pour chauffer leur digesteur. Au moins deux usines utilisent ce gaz en mode cogénération. Le méthane sert d'abord à produire de l'électricité, puis on récupère l'énergie thermique après la combustion pour chauffer le digesteur. La capacité de production de l'usine régionale d'Ottawa et de celle de Bonnybrooke, à Calgary, se chiffre à 2,4 et 7,2 MW respectivement.

Chauffage des locaux dans le secteur résidentiel

Le bois sert depuis longtemps au chauffage des locaux et à la cuisson dans le secteur résidentiel, tant au Canada qu'ailleurs dans le monde. Les Canadiens préfèrent maintenant utiliser l'électricité et des combustibles comme le gaz naturel et le mazout, mais le chauffage au bois continue

de faire partie intégrante du mode de vie canadien. Environ le tiers des ménages canadiens sont munis d'un appareil servant à la combustion du bois. L'utilisation de bois de chauffage dans les résidences est plus répandue dans les provinces de l'Atlantique (en particulier à Terre-Neuve) et elle l'est moins dans les Prairies.

Le chauffage domestique au bois fait généralement appel à des poêles autonomes, à des générateurs à eau chaude, à des générateurs d'air chaud pulsé, à des foyers encastrables à la fine pointe, à des foyers haut rendement et à des corps de chauffe en maçonnerie à masse thermique élevée. D'après une enquête menée sur le sujet, plus de 1,5 million de Canadiens utilisent le bois pour le chauffage domestique. Il s'agit le plus souvent de bois rond, mais on se sert également de copeaux et de granulés. Une portion considérable du bois de chauffage est récoltée et préparée par l'utilisateur final. En général, le reste est fourni par de petits exploitants – souvent des agriculteurs qui possèdent une terre à bois – sous forme de bois fendu prêt à utiliser ou de billes que l'acheteur fendra lui-même.

Dans de nombreux cas, le bois se révèle un combustible économique. Plusieurs facteurs entrent en jeu. Il est important d'avoir accès à proximité à une source de bois de qualité à faible coût. Par comparaison avec les combustibles concurrents, le bois présente une faible densité énergétique, ce qui peut faire grimper les coûts de transport et de manutention. La densité des bois durs, comme l'érable et le chêne, est presque deux fois plus élevée que celle des bois tendres, comme le peuplier et le saule. L'absence de gros fournisseurs, comme il en existe dans le marché du mazout, du gaz naturel et de l'électricité, constitue un obstacle à la croissance du marché du bois de chauffage. Le coût des sources d'énergie concurrentes (mazout, gaz naturel et électricité) constitue l'autre facteur qui intervient sur le plan économique : lorsque ce coût est élevé, les propriétaires sont davantage portés à utiliser le bois. Le Canada possède d'immenses ressources forestières dont seule une faible portion est récoltée à l'heure actuelle à des fins énergétiques.

Éthanol

Selon les estimations, la production d'éthanol au Canada s'est établie à entre 28 et 30 millions de litres, alors qu'on en a produit quelque 34 millions de litres pour la consommation industrielle. Comme le marché continue de croître, on a construit de nouvelles usines en Ontario et en Alberta pour répondre à la demande.

Au Canada, la plus grande partie de l'éthanol est produite à partir de céréales. Toutefois, on fait actuellement des percées considérables en ce qui a trait à la transformation en éthanol de produits de la biomasse, comme les résidus forestiers et agricoles, à un coût raisonnable. Selon les estimations, chaque litre d'essence remplacé par de l'éthanol produit à partir de la biomasse permet de réduire de 70 p. 100 les émissions de CO₂.

Les voitures de tourisme actuellement sur le marché peuvent utiliser de l'essence mélangée avec de 5 à 10 p. 100 d'éthanol sans subir de modification. Toutefois, certains constructeurs offrent maintenant des véhicules permettant d'utiliser des mélanges qui peuvent contenir jusqu'à 85 p. 100 d'éthanol.

Systèmes géothermiques

La température de la terre est assez constante, entre cinq et dix degrés Celsius, à une profondeur d'un ou deux mètres. Cette température est plus chaude que l'air extérieur au milieu de l'hiver et plus fraîche au milieu de l'été. La thermopompe puisant l'énergie dans le sol tire parti de cet écart de température en utilisant la terre ou l'eau souterraine comme source de chaleur pendant l'hiver et comme « cuvette » pour stocker la chaleur extraite de l'air intérieur pendant l'été. Parce qu'elles puisent l'énergie dans le sol, on dit que les thermopompes sont des systèmes géothermiques.

Pendant l'hiver, la chaleur est extraite de la terre au moyen d'un liquide, généralement une solution antigel, circulant dans une boucle souterraine. Elle est ensuite améliorée au moyen d'une thermopompe classique, puis elle sert au chauffage des locaux ou de l'eau. Pendant l'été, on inverse le processus pour assurer la climatisation.

Les systèmes géothermiques sont avant tout des appareils servant à produire de l'énergie. Même s'ils ont besoin d'énergie électrique pour alimenter leur thermopompe, les systèmes géothermiques produisent généralement de trois à quatre unités d'extrait énergétique par unité d'intrant énergétique. Selon des estimations approximatives, la production d'énergie primaire des systèmes géothermiques au Canada serait de l'ordre de 1,5 PJ. Bien qu'aucun calcul précis n'ait été fait pour évaluer le potentiel technique des systèmes géothermiques, on peut considérer qu'il est important et qu'il couvre une grande partie du marché du chauffage des locaux et de l'eau. Le manque d'espace à proximité des bâtiments pour établir une boucle souterraine constitue le seul obstacle de taille. Là encore, on peut réduire considérablement l'espace nécessaire en utilisant des boucles verticales, plus chères que les boucles horizontales.

Les marchés énergétiques du Canada

On compte actuellement 30 000 systèmes géothermiques résidentiels installés au Canada. Les ventes annuelles ont atteint un sommet au début des années 1990, principalement en raison d'un programme d'encouragement mis en œuvre par Ontario Hydro (maintenant Ontario Power Generation Inc.). À l'époque, Ontario Hydro accordait une aide financière (2 000 \$ par installation) pour l'installation résidentielle de thermopompes puisant l'énergie dans le sol dans les régions non desservies par le gaz naturel. Par suite de ce programme, quelque 6 700 de ces thermopompes résidentielles ont été installées en Ontario. À l'heure actuelle, les ventes dans le secteur résidentiel sont estimées à environ 1 000 systèmes par an, dont environ 40 p. 100 en Ontario. En règle générale, le système géothermique résidentiel est muni d'une thermopompe ayant une capacité de réfrigération de dix kilowatts ou de trois tonnes. Le coût de l'installation du système est d'environ 9 000 \$, sans compter le système interne de distribution de la chaleur.

Les ventes de systèmes géothermiques sont en progression sur les marchés commercial et industriel, y compris dans les écoles et les centres commerciaux. Selon une enquête récente menée auprès des fournisseurs, environ 660 systèmes géothermiques ont été vendues en 1997, pour une capacité estimée de 2 100 tonnes. Si l'on ajoute le coût de la boucle, ces appareils représentent un coût installé total de l'ordre de 7 millions de dollars (sans compter le coût du système interne de distribution de la chaleur).

L'enquête auprès des fournisseurs a également révélé que les trois quarts des ventes enregistrées à l'extérieur du secteur résidentiel portaient sur des bâtiments neufs. Les ventes ont été réalisées principalement en Colombie-Britannique, en Ontario, en Nouvelle-Écosse, au Manitoba et au Québec.

Énergie éolienne

Utilisée depuis des siècles, l'énergie produite à partir du vent servait notamment à faire avancer les voiliers pour transporter les voyageurs et les marchandises et à actionner les moulins à vent pour pomper l'eau et moudre les céréales. L'intérêt pour l'énergie éolienne s'est ravivé par suite des crises du pétrole des années 1970 et 1980 et elle suscite maintenant un regain d'intérêt du fait que les consommateurs sont à la recherche de sources d'énergie moins polluantes.

Les turbines éoliennes modernes transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, qui sert à produire de l'électricité ou à pomper de l'eau pour assurer l'irrigation. Elles peuvent servir de sources d'énergie dans les régions éloignées et dans les parcs d'éoliennes afin de

produire de l'électricité pour les services publics d'électricité. Le coût de la production d'électricité a diminué considérablement grâce aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle réalisées dans la fabrication de turbines.

En raison de la grandeur de son territoire et de son emplacement nordique, le Canada dispose d'énormes ressources potentielles en énergie éolienne. Selon une enquête menée en 1992 par Ressources naturelles Canada, le potentiel d'énergie éolienne technique se chiffre à environ 28 000 MW dans l'ensemble du pays.

Le Nordais, parc d'éoliennes d'une capacité de 100 MW situé sur la rive du fleuve Saint-Laurent, au Québec, a été lancé en 1998. Il comprend 134 turbines d'une capacité de 750 kilowatts chacune. L'électricité produite par le parc est vendue à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme. À l'achèvement du projet, la production d'énergie éolienne au Canada totalisera plus de 300 GWh, soit 1,2 PJ.

Au Canada, l'expansion de l'énergie éolienne demeure limitée, en grande partie en raison de la présence d'abondantes sources d'électricité concurrentes à faible coût. L'évolution du coût relatif de l'électricité provenant d'autres sources influera sur la pénétration du marché de l'énergie éolienne au Canada.

L'industrie éolienne canadienne se compose de 15 à 20 entreprises, qui comptent une centaine d'employés et dont le chiffre d'affaires annuel totalise quelques millions de dollars. Certaines turbines éoliennes et certains composants sont fabriqués au Canada. Un fabricant de lames de fibre de verre exporte sa production, tandis que des travaux de fabrication et d'assemblage découlent du projet Le Nordais.

En plus de produire de l'électricité, le vent est utilisé au Canada pour sa puissance mécanique. Pour l'application la plus courante, l'eau souterraine est pompée à la surface du sol et emmagasinée dans un bassin, par exemple, afin de servir d'eau potable pour le bétail. On trouve plusieurs milliers de turbines éoliennes utilisées pour le pompage de l'eau, principalement dans les Prairies.

Énergie solaire active

Le soleil procure à la Terre lumière naturelle et énergie, lui permettant ainsi d'assurer la subsistance de la vie animale et végétale. Par ailleurs, plusieurs technologies ont été développées pour mieux tirer parti du soleil. Les technologies solaires passives tirent parti de la conception et de l'emplacement des bâtiments pour maximiser les avantages naturels du soleil. (La présente

section ne décrit pas ces technologies, car elles sont généralement considérées comme des technologies éconergétiques plutôt que productrices d'énergie.) Deux autres catégories de technologies solaires sont reconnues comme étant productrices d'électricité, à savoir les systèmes solaires thermiques actifs, qui transforment directement le rayonnement du soleil en énergie thermique, soit sous forme d'air chaud ou d'eau chaude, ainsi que les systèmes photovoltaïques solaires, qui utilisent le rayonnement du soleil pour produire de l'électricité.

Contrairement à la croyance populaire, la chaleur n'indique pas nécessairement le potentiel d'une région en énergie solaire. De fait, la ressource solaire au Canada est généralement très bonne et elle se compare avantageusement avec celle d'autres régions du monde, notamment grâce à la faible nébulosité dans plusieurs zones du pays.

Énergie solaire thermique

Les systèmes solaires thermiques actifs fournissent de la chaleur pour le chauffage des locaux ou de l'eau. Le rayonnement du soleil chauffe les capteurs solaires, lesquels transfèrent cette chaleur à l'air ou à l'eau. La technologie solaire active est le plus économique pour les applications de chauffage à faible température, comme le chauffage de l'eau domestique ou des piscines et le préchauffage de l'air de ventilation industriel ou commercial.

Au Canada, le nombre de systèmes de chauffage de l'eau par énergie solaire est estimé à 12 000 dans le secteur résidentiel et à 300 dans le secteur commercial ou industriel. Environ 200 nouveaux systèmes sont installés chaque année, ce qui représente des ventes se chiffrant à près d'un million de dollars. Environ la moitié des systèmes résidentiels sont utilisés pour le chauffage saisonnier des piscines, tandis que l'autre moitié contribue au chauffage de l'eau domestique. Les systèmes utilisés toute l'année comprennent, outre les panneaux solaires, des solutions antigel et des échangeurs de chaleur. Dans cette dernière application, le système solaire fournit généralement la moitié de l'eau chaude pour un ménage.

En plus des systèmes solaires de chauffage de l'eau, les systèmes solaires thermiques peuvent servir au chauffage des locaux. Le système de capteurs solaires Solarwall^{MD}, de conception canadienne, constitue l'application la plus répandue au Canada. Ce système de préchauffage solaire pour la ventilation fait appel à des capteurs solaires métalliques qui transfèrent la chaleur à l'air d'appoint de ventilation circulant à travers les perforations aménagées dans les capteurs. Depuis l'introduction de ces systèmes, au début des années 1990, les ventes annuelles ont augmenté pour atteindre près d'un million de dollars par an. À la fin de 1998, une trentaine de systèmes étaient installés au Canada, principalement dans des usines ayant grandement besoin d'air frais à des fins de ventilation.

TECHNOLOGIES ÉNERGÉTIQUES



Centre canadien des technologies résidentielles

Le Centre canadien des technologies résidentielles (CCTR) a été officiellement inauguré le 7 octobre 1999 à Ottawa. Les consommateurs, les constructeurs d'habitations et les fabricants de produits de construction profiteront tous des travaux effectués dans cette nouvelle installation de recherche en construction d'habitation unique en son genre. Le CCTR encouragera la création et l'utilisation de technologies canadiennes novatrices en matière d'habitation, tant pour le marché canadien que pour l'exportation.

Le Centre est le résultat d'un partenariat de 1,5 million de dollars entre le Conseil national de recherches du Canada (CNRC), la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) et le ministère des Ressources naturelles du Canada (RNCan). Ses deux maisons témoins représentant des maisons unifamiliales modernes et son InfoCentre présentant des expositions et des démonstrations des nouvelles techniques de construction sont situés sur le terrain du CNRC à Ottawa. Les trois bâtiments ont été conçus et construits par la société Minto Development Inc., le plus important constructeur de maisons R-2000* au Canada.

Les maisons témoins permettront d'évaluer le rendement de produits et de techniques de construction novateurs. Grâce à une mise à l'essai dans des conditions pratiques, les fabricants et les constructeurs d'habitations peuvent obtenir une image plus frappante de l'efficacité des nouveaux produits et techniques.

* R-2000 est une marque officielle de Ressources naturelles Canada.

Systèmes photovoltaïques solaires

Les systèmes photovoltaïques solaires utilisent le rayonnement du soleil pour produire de l'électricité. C'est en 1839 qu'on a observé pour la première fois l'effet photovoltaïque – la transformation directe de la lumière du soleil en électricité –, mais il a fallu attendre les années 1950 pour que les scientifiques mettent au point à partir de silicium la première cellule solaire raisonnablement efficace. Les premières cellules photovoltaïques solaires coûtaient cher et leur utilisation était réservée à des applications spécialisées, principalement dans le domaine de l'exploration spatiale. La baisse des prix observée au cours des dernières décennies a permis l'utilisation économique des systèmes photovoltaïques solaires dans un nombre croissant d'applications.

En 1997, la capacité installée des systèmes photovoltaïques solaires au Canada se chiffrait à environ 3,4 MW, pour une production annuelle estimée à 3,6 GWh. La capacité installée, qui a pratiquement doublé depuis 1995, sert principalement à des applications hors du réseau de distribution pour lesquelles ces systèmes se révèlent plus avantageux sur le plan du prix que l'extension du réseau ou les systèmes d'alimentation autonome classique. Les applications suivantes figurent parmi les plus fréquentes :

- alimentation électrique de divers systèmes de télécommunications;
- pompage et purification de l'eau;
- commande et surveillance à distance;
- secteur résidentiel dans les régions éloignées;
- divers systèmes d'éclairage et de balisage pour la garde côtière;
- plusieurs applications de grande consommation, par exemple, les calculatrices de poche.

La Garde côtière canadienne constitue le plus important utilisateur de systèmes photovoltaïques solaires au Canada. On estime à 7 000 le nombre de bouées de navigation, de balises et de phares faisant appel à ces systèmes.

Énergie marémotrice

Sous l'effet du mouvement continu de l'eau sous forme de vagues et de marées, l'océan recèle une énorme quantité d'énergie physique naturelle. Toutefois, le captage de cette énergie pose un défi. Un moyen d'y parvenir consiste à retenir l'eau de l'océan dans des réservoirs à marée

haute pour ensuite la rejeter dans des turbines hydroélectriques lorsque la marée baisse. Dans le monde entier, seules quelques centrales marémotrices fonctionnent de cette façon. La plus importante est celle d'une capacité de 240 MW aménagée sur la Rance, en France, suivie de la centrale marémotrice de la vallée de l'Annapolis, en Nouvelle-Écosse.

La centrale de la vallée de l'Annapolis a été construite à l'issue de recherches menées dans les années 1960 et 1970 sur le potentiel d'énergie marémotrice dans la baie de Fundy. Située entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, la baie est l'un des rares endroits au monde où les marées ont une amplitude de 10 mètres. De fait, dans certains cas, elles peuvent même atteindre 16 mètres. La centrale de démonstration à faible hauteur de chute, d'une capacité nominale de 20 MW, est entrée en activité en 1984. La production s'est chiffrée à environ 30 GWh par an.

On considère maintenant que l'utilisation de l'énergie marémotrice est valable uniquement aux endroits où les grandes marées et la configuration géographique se prêtent à la construction d'une centrale marémotrice, ce qui est le cas à plusieurs endroits au Canada. On considère que trois emplacements se trouvant dans la baie de Fundy présentent les meilleures possibilités sur le plan économique, avec une capacité totale de 8 500 MW et une production annuelle éventuelle de 22 000 GWh.

PERSPECTIVES

La production d'énergie renouvelable continuera de progresser au Canada. On prévoit que l'hydroélectricité passera de 1 190 à 1 375 PJ d'ici 2020. D'autres formes d'énergie renouvelable, principalement la biomasse, devraient passer de 641 PJ en 1995 à 983 en 2020. Malgré ces augmentations, on prévoit que la part de l'énergie renouvelable dans la production totale d'énergie primaire demeurera relativement constante, car d'autres formes d'énergie devraient également aller en augmentant.

Les perspectives d'une nouvelle capacité en matière d'énergie électrique renouvelable repose, en particulier, sur l'émergence d'un secteur déréglementé où des producteurs d'énergie indépendants auraient accès au marché de l'électricité de gros ou de détail. L'accès au marché de détail ouvrirait par ailleurs des possibilités de différenciation des produits électriques en fonction de leur source et de leur incidence environnementale. De plus, le défi que posent les objectifs nationaux de réduction des émissions de GES favorisera l'accélération du recours aux sources d'énergie renouvelable pour répondre à la nouvelle demande énergétique ou remplacer la production énergétique actuelle.

ÉLECTRICITÉ

La production d'électricité au Canada est parmi les plus diversifiées du monde. Parmi les sources de production, mentionnons l'hydroélectricité, le gaz naturel, le pétrole, le charbon, l'énergie nucléaire et l'énergie renouvelable. Le pays bénéficie également des tarifs d'électricité parmi les plus concurrentiels du monde.

L'électricité est un élément vital à presque tous les niveaux de l'économie au pays et son rôle est appelé à s'accroître. De 1990 à 1997, la production nette d'électricité a augmenté à un taux annuel moyen de 2,5 p. 100, comparée à la hausse du produit intérieur brut de 1,9 p. 100 et du taux de croissance démographique de 1,2 p. 100. L'industrie canadienne de l'électricité regroupe des sociétés appartenant aux provinces, des entreprises de services publics appartenant à des investisseurs, des services publics municipaux, des industries qui en produisent pour leur propre usage et des producteurs indépendants qui vendent l'électricité à un réseau électrique.

Outre les 17 grandes sociétés de services publics d'électricité, environ 60 industries produisent de l'électricité, qui sert principalement à leurs propres fins. Quelques-uns également vendent de l'énergie aux réseaux de distribution des municipalités ou des services publics. Ces industries sont concentrées dans trois secteurs : pâtes et papiers, industrie minière et aluminerie. En 1997, elles étaient propriétaires d'environ 6 p. 100 de la capacité totale et produisaient quelque 8 p. 100 de l'électricité du pays.

De plus, on dénombre environ 350 petites entreprises de services publics à travers le pays, dont 85 p. 100 sont établies en Ontario. Ces entreprises appartiennent pour la plupart aux municipalités. Ne possédant pas de capacité de production, elles achètent plutôt l'énergie de la grande société de services publics de leur province. Plusieurs petites entreprises de services publics appartenant à des investisseurs dont la capacité de production, en 1997, s'élevait à 1,5 p. 100 de la capacité totale et la production, à 1,5 p. 100 de toute l'énergie produite au pays.

L'industrie électrique occupe une grande place dans l'économie canadienne depuis plus d'un siècle. En 1997, elle offrait de l'emploi direct à près de 80 000 personnes. Cette année-là, ses recettes globales ont augmenté à environ 26,8 milliards de dollars et ses gains à l'exportation étaient de quelque 1,4 milliard de dollars. L'industrie électrique a contribué pour 2,9 p. 100 au produit intérieur brut du Canada.

Sur le plan de la part des investissements, l'industrie électrique occupe une place importante. Ses dépenses totales en capital en 1997 s'élevaient à 5,5 milliards de dollars, soit environ 27 p. 100 du total des investissements dans le secteur énergétique et 4 p. 100 de l'investissement total au pays. Le total de l'actif de l'industrie était d'environ 145 milliards de dollars, soit quelque 8 p. 100

du stock de capital national brut, exception faite du secteur résidentiel, reflétant ainsi la nature capitalistique de cette industrie. Ontario Power Generation Inc., Hydro-Québec et B.C. Hydro sont les trois principales sociétés de services publics d'électricité du pays.

Tableau K
Capacité de production d'électricité
au Canada, 1997 (en MW)

Hydroélectricité	66 803
Énergie thermique conventionnelle	30 988
– charbon	18 012
– mazout	7 553
– gaz naturel	5 423
Énergie nucléaire	13 390
Énergie marémotrice	20
Autres (énergie renouvelable)	1 405
Total	112 606

RESSOURCES ET CAPACITÉ

Le Canada est non seulement un chef de file mondial du transport de l'électricité sur de longues distances, mais également le plus important producteur d'énergie hydroélectrique. Au cours des 24 dernières années, la capacité de production d'électricité des réseaux canadiens est passée de 43 à 113 GW, à un taux annuel moyen de croissance de 4 p. 100. Comme le montre le tableau K, c'est l'hydroélectricité qui occupe la plus grande part, avec près de 66 p. 100 du total en 1997. Par contraste, l'ensemble de la capacité de production mondiale provient principalement de sources d'énergie thermique conventionnelle.

Le Canada occupait le sixième rang dans le monde, avec une capacité de production installée d'environ 113 GW (après les États-Unis, la Fédération de Russie, le Japon, la Chine et l'Allemagne), soit 3,7 p. 100 du total mondial. Envisagée selon la source d'énergie, la capacité hydroélectrique du pays est la deuxième en importance au monde, le Canada n'étant devancé que par les États-Unis. Pour ce qui est de la capacité nucléaire, le Canada occupe le sixième rang, et la neuvième place en ce qui a trait à sa capacité thermique conventionnelle. La production totale canadienne est passée de 205 à 537 BWh de 1970 à 1995, soit un taux moyen de croissance annuelle de 3,9 p. 100.

DEMANDE

Il y a eu une augmentation rapide de la consommation totale d'électricité au pays de 1960 à 1974, suivie d'une période de faible croissance de 1975 à 1996. Coïncidant avec la première crise du pétrole en 1973-1974, ce changement brusque était principalement attribuable au ralentissement de la croissance économique, aux coûts élevés de l'énergie et aux initiatives d'économies de l'énergie.

Bien que sa part du marché soit à la baisse, le secteur industriel est toujours le principal consommateur d'électricité au Canada. En 1997, la consommation totale d'électricité se répartissait comme suit : secteur industriel, environ 41 p. 100; secteur résidentiel, 28 p. 100; secteur commercial, 23 p. 100; et pertes dans le transport et la distribution et consommation des producteurs, 8 p. 100.

En 1997, le Québec était le principal consommateur d'électricité au pays, avec 24 590 kWh par personne, soit une consommation d'environ 43 p. 100 plus élevée que la moyenne nationale. Ce taux élevé est attribuable aux coûts relativement peu élevés de l'électricité et au fort pourcentage de ménages (environ 72 p. 100) qui chauffent à l'électricité dans cette province. En comparaison, le taux de consommation d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard était le moins élevé au Canada, de l'ordre de 6 749 kWh par personne (seulement 39 p. 100 de la moyenne nationale). Les tarifs de l'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard sont les plus élevés des dix provinces et la majorité des foyers de l'île, environ 88 p. 100, chauffaient au mazout.

COMMERCE

Le commerce de l'électricité entre les pays offre une variété d'avantages aux consommateurs et aux services publics d'électricité des nations commerçantes. L'interconnexion des réseaux contribue à réduire les coûts de l'électricité, à améliorer la sécurité des approvisionnements et à réduire le niveau de capacité de pointe requis. Elle favorise également une plus grande souplesse en matière d'approvisionnement, permettant ainsi de réduire les coûts par l'importation d'énergie hydroélectrique pour remplacer la production plus coûteuse, par exemple celle des centrales au mazout.

L'accès aux marchés américains de l'électricité augmente la sécurité des approvisionnements à plus d'un titre : réserves d'urgence mutuelles, réduction des besoins relativement à la capacité de production en tirant parti de la diversité des charges au Canada et aux États-Unis et marché lucratif pour les abondantes ressources énergétiques canadiennes. De 5 à 10 p. 100 de l'électricité

produite au pays sont destinés aux marchés d'exportation, principalement les états de la Nouvelle-Angleterre, l'état de New York, les états du nord du Midwest américain, le nord-ouest (région du Pacifique) et la Californie.

PRIX

Comparativement aux autres pays, les prix de l'électricité au Canada sont très concurrentiels dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel (voir tableau L, page suivante).

AUTRES PRODUCTEURS

Mentionnons enfin la capacité de divers producteurs, autres que les grandes sociétés de services publics d'électricité, qui possèdent et exploitent leurs propres installations, plus modestes, notamment les petites sociétés privées et les organismes municipaux offrant des services publics d'électricité de même que les industries (pâtes et papiers, pétrole et gaz, industrie pétrochimique, industrie minière et alumineries). L'électricité produite par ces autres producteurs sert généralement à combler leurs propres besoins, réduisant ainsi la demande imposée aux grandes sociétés et libérant d'autant la capacité requise. Depuis les années 1980, certains producteurs indépendants ont percé, et vendent de l'électricité en vertu de marchés à long terme conclus avec les sociétés de services publics.

Au 31 décembre 1997, la capacité installée des producteurs parallèles, ou autres que les services publics, s'élevait à environ 8 232 MW (7,3 p. 100 de la capacité de production totale au pays), dont 82 p. 100 sont attribuables aux industries et le reste aux petites entreprises de services publics et aux producteurs indépendants.

PERSPECTIVES

Au Canada, les services publics d'électricité de propriété et sous réglementation provinciale subissent une restructuration pour relever les défis du marché de plus en plus concurrentiel et intégré de l'électricité en Amérique du Nord.

Au cours des 10 à 20 prochaines années, les producteurs indépendants sont appelés à jouer un grand rôle dans l'essor des services d'approvisionnement en électricité au pays, surtout dans la production d'électricité provenant de l'exploitation des ressources renouvelables et des déchets.

Tableau L
Comparaison internationale des prix de l'électricité, janvier 1997

Ville	Prix (cents US/kWh*)			
	Pays	Résidentiel	Commercial	Industriel
Sao Paulo	Brésil	15 40	9 82	4 72
Bruxelles	Belgique	14 52	13 61	12 40
New York	États-Unis	13 36	13 90	10 75
Los Angeles	États-Unis	12 92	9 71	7 08
Boston	États-Unis	11 84	10 50	8 93
San Francisco	États-Unis	11 80	8 08	6 82
Cleveland	États-Unis	11 47	11 66	7 57
Chicago	États-Unis	10 30	s/o	7 84
Détroit	États-Unis	9 32	9 16	6 90
Taipei	Taiwan	9 12	7 95	6 61
Baltimore	États-Unis	8 62	7 50	6 18
Houston	États-Unis	8 41	7 09	5 83
Halifax	Canada	7 56	7 97	5 15
Toronto	Canada	7 42	8 38	6 27
Regina	Canada	6 97	8 36	6 11
Portland	États-Unis	6 20	4 84	4 08
Minneapolis	États-Unis	6 11	5 48	4 54
Ottawa	Canada	5 78	6 08	5 35
Calgary	Canada	5 19	6 36	4 24
Montréal	Canada	5 19	7 09	4 17
Winnipeg	Canada	5 04	5 54	3 54
Vancouver	Canada	4 97	4 99	3 70
Seattle	États-Unis	4 76	5 40	3 91

* kWh = kilowattheure

Source : Les données canadiennes proviennent de la Direction des ressources énergétiques de Ressources naturelles Canada. Les données pour les autres pays ont été obtenues dans le cadre d'une enquête menée par la Direction en mars 1997.

Nota : Données fondées sur une consommation mensuelle typique de 750 kWh.

L'on prévoit un plus faible taux de croissance économique et démographique au Canada au cours des prochaines décennies par rapport aux décennies précédentes. Selon les projections, l'augmentation de la demande d'électricité au pays sera relativement modeste, de l'ordre de 1,7 p. 100 annuellement. En raison de la faible augmentation de la demande prévue et d'une capacité adéquate, peu d'entreprises de services publics d'électricité planifient d'accroître considérablement leur capacité au cours des dix prochaines années.