



L'énergie canadienne : une précieuse ressource



Introduction

L'Agence internationale de l'énergie (AIE)¹ prédit que la demande d'énergie mondiale augmentera de 1,6 % (en moyenne) entre 2006 et 2030 et que, d'ici à 2030, la consommation mondiale d'énergie aura augmenté de 45 p. 100 par rapport à aujourd'hui. La majorité de la croissance de la demande (87 %) proviendra des pays non membres de l'OCDE et le monde consommera 45 % d'énergie de plus, reflétant une expansion économique et une croissance démographique plus rapides.

On prédit que, d'ici à 2030, l'Amérique du Nord consommera entre 20 et 25 % d'énergie de plus. Comme on prévoit que la demande mondiale augmentera plus rapidement, il est plus important et nécessaire que jamais d'assurer un approvisionnement énergétique. Le défi à relever exige une gestion solide et une planification stratégique. À cette fin, la Chambre de commerce du Canada réunit des producteurs d'énergie, de grands utilisateurs et des fournisseurs de

services ou de produits énergétiques dans le but d'élaborer une stratégie exhaustive qui met en valeur un approvisionnement énergétique fiable, abordable et écologique; prévoit l'utilisation la plus efficace et économique de l'énergie; contribue à stimuler le développement et la mise en œuvre de nouvelles technologies énergétiques; et reconnaît l'interdépendance mondiale sur le plan de l'énergie. Les consultations aboutiront à un document renfermant des recommandations de principes clés qui sera publié à l'automne 2009.

En préparation au document sur la stratégie énergétique, ce rapport présente un aperçu des sources d'énergie actuellement disponibles au Canada et souligne l'apport du secteur énergétique pour l'économie².

¹ Agence internationale de l'énergie. *World Energy Outlook 2008*. 12 novembre 2008.

² Diverses sources ont été utilisées lors de la préparation de ce rapport : secteur privé, organismes internationaux, associations industrielles et organismes et ministères gouvernementaux. L'auteure s'est efforcée de présenter les plus récentes données disponibles; cependant, il y a des lacunes sur le plan de la collecte et de la publication des données.

La Chambre de commerce du Canada favorise l'établissement d'un environnement commercial solide, concurrentiel et productif qui profite à tous les Canadiens. Ce document fait partie d'une série d'études techniques indépendantes portant sur les "principales questions de politique gouvernementale auxquelles le Canada est confronté à l'heure actuelle.

Nous espérons que cette analyse sensibilisera le public à ces questions et aidera les décideurs à faire des choix éclairés. Les études ne visent pas à recommander des solutions politiques particulières, mais plutôt à stimuler les discussions et les débats publics sur les enjeux du pays.

Aperçu de l'énergie: portrait statistique

Le Canada possède d'énormes ressources énergétiques qui contribuent à répondre à la demande intérieure et approvisionnent le monde entier. Selon l'AIE³, le Canada est le cinquième producteur d'énergie au monde après la Chine, les États-Unis, la Russie et l'Arabie saoudite.

Le Canada est le plus important producteur de combustible d'uranium pour la production d'énergie nucléaire, le deuxième producteur d'hydroélectricité, le troisième producteur de gaz naturel, le septième producteur de pétrole et le septième producteur d'électricité.

Le secteur énergétique apporte une contribution importante à l'économie du Canada. En 2007, il représentait 5,6 % du PIB canadien (près de 70 milliards de dollars), a dépensé 68,9 milliards de dollars réparer et remplacer les immobilisations (ce qui représente 35 % de l'investissement total du secteur privé) et employait directement 372 200 personnes (2,2 % de l'emploi total au Canada) et de nombreuses autres dans des industries connexes⁴.

Entre 1980 et 2007, la production énergétique au Canada a presque doublé. En 2007, le gaz naturel et le pétrole brut représentaient respectivement 41,3 % et 36,3 % de la production totale d'énergie primaire canadienne. Le charbon représentait 8,7 %, les liquides du gaz naturel (LGN) des usines à gaz 4,0 % et l'électricité primaire (hydraulique, nucléaire, éolienne, marémotrice et solaire) 9,6 %⁵.

Environ 40,1 % de l'énergie consommée au Canada est du pétrole raffiné, suivi du gaz naturel (31,4 %) et de l'électricité (24,4 %). Le secteur des transports est le plus grand utilisateur final d'énergie, représentant 31,3 % de la demande finale, suivi de près par le secteur industriel (30,9 %). Les clients résidentiels représentent 16,9 % de la demande énergétique, les clients commerciaux et institutionnels 16,7 %, le secteur de l'agriculture 2,7 % et l'administration publique 1,5 %. En ce qui a trait à la demande industrielle totale, le secteur manufacturier représente 70,7 %, l'extraction minière, pétrolière et gazière 26,0 %, la construction 2,5 % et la foresterie 0,8 %⁶.

Par région, l'Ontario est le plus grand consommateur d'énergie du Canada, représentant 32,3 % de la consommation totale d'énergie, suivi du Québec (20,6 %) et de l'Alberta (19,9 %)⁷.

En 2007, près de 55 % de l'énergie produite au Canada a été exportée⁸. Les exportations totalisaient 91,6 milliards de dollars et représentaient 19,8 % des exportations totales de marchandises du Canada. Les exportations de pétrole brut valaient 41,0 milliards de dollars, de gaz naturel 28,4 milliards et des autres produits énergétiques 22,3 milliards. Les importations étaient évaluées à 36,6 milliards de dollars et représentaient 8,8 % des importations totales. Parmi celles-ci, le pétrole brut valait 23,7 milliards et le gaz naturel environ 3,5 milliards. En 2007, le Canada affichait un excédent commercial de 55,0 milliards de dollars pour les produits énergétiques⁹.

³ Agence internationale de l'énergie. *Key World Energy Statistics*. 2008

⁴ Office national de l'énergie. *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2007*. Mai 2008.

⁵ Statistique Canada. *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2007*. No 57-003-X au catalogue. Février 2009. Le pétrole brut comprend les pentanes et homologues supérieurs, le condensat, le bitume brut et le pétrole brut classique. Les LGN sont des hydrocarbures liquides extraits des flux de gaz naturel. Les composantes sont séparées en produits commercialisables, comme éthane, propane, butanes, pentanes plus, condensats et soufre. En 2007, le Canada a exporté 30,8 % de la production de LGN et a importé de faibles quantités.

⁶ Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009.

⁷ Idem.

⁸ Statistique Canada. « Disponibilité et demande d'énergie ». *Le Quotidien*. 18 novembre 2008.

⁹ Statistique Canada. *Coup d'œil sur le Canada – commerce extérieur*. 5 avril 2009.

Les caractéristiques des sources d'énergie influencent leur utilité pour les utilisateurs finaux. Premièrement, la souplesse – la capacité de servir à différents usages. Deuxièmement, la fiabilité – certaines sources d'énergie sont disponibles en cas de besoin ou peuvent être stockées pour un usage ultérieur; d'autres sont imprévisibles et difficiles à stocker. Troisièmement, la contrôlabilité – certains approvisionnements en énergie sont plus facilement augmentables ou réductibles en fonction des besoins. Quatrièmement, la portabilité – plus la source d'énergie est facile à transporter, plus elle est intéressante. Cinquièmement, la longévité – certaines sources d'énergie sont renouvelables, d'autres ne sont pas reconstituables. Sixièmement, l'impact environnemental – toutes les sources d'énergie laissent une empreinte environnementale directe ou indirecte dont l'importance varie.

Le bilan : Le Canada possède d'importantes ressources énergétiques et il est un des plus importants producteurs et exportateurs d'énergie du monde. L'investissement du secteur énergétique du Canada touche le pays tout entier et profite à un grand nombre de particuliers et de gouvernements. En outre, le savoir faire du Canada en techniques de récupération perfectionnées et sa connaissance de ressources complexes sont en demande partout dans le monde. Le Canada est aussi un important consommateur d'énergie – sa consommation énergétique par tête figure parmi les plus élevées du monde. La société canadienne compte sur l'énergie et, à ce titre, nous devons trouver de meilleurs moyens d'extraire et de produire nos précieuses ressources, d'augmenter la part renouvelable de l'ensemble des sources d'énergie et de réduire l'empreinte énergétique attribuable à la production et à la consommation énergétique.



Pétrole brut

Les réserves de pétrole brut établies du Canada sont estimées à 179 milliards de barils – au deuxième rang juste après l'Arabie saoudite – dont 173 milliards sont considérés comme étant des réserves récupérables dans les sables bitumineux du Canada (on fait référence à du bitume brut). Le reste est du pétrole classique d'origine terrestre et marine¹⁰.

En 2007, Le Canada était le septième producteur de pétrole brut du monde, produisant environ 2,7 millions de barils par jour. Ce chiffre comprenait environ 1,2 million de barils par jour de production tirée des sables bitumineux (près de 44 % du pétrole brut et des équivalents), 1,2 million de barils par jour de pétrole brut classique et d'équivalents de l'Ouest canadien (Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan, Manitoba et Territoires du Nord-Ouest) et 369 000 barils

par jour de production en mer à Terre-Neuve et Labrador. Une faible quantité de pétrole brut était produite en Nouvelle Écosse et une trace en Ontario¹¹.

Plus précisément, l'Alberta représentait 67,6% de la production de pétrole brut canadien et d'équivalents, la Saskatchewan 15,3%, Terre-Neuve et Labrador 13,7 %, la Colombie Britannique 1,3 %, le Manitoba 0,8 %, les Territoires du Nord Ouest 0,7 % et la Nouvelle-Écosse 0,4%¹².

En ce qui concerne la production totale de pétrole brut et d'équivalents, le pétrole brut léger et moyen représentait 32,3 %, le bitume brut 25 %, le pétrole brut synthétique 18,2 %, le pétrole brut lourd 18,1 %, les pentanes plus 5,4 % et le condensat 1,0 %¹³.

Pétrole brut – tendances de la production

Selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), la production tirée des sables bitumineux a quadruplé depuis 1990 et, en 2007, a excédé 1,2 million de barils par jour. Elle représente à l'heure actuelle environ la moitié de la production totale de pétrole brut de l'Ouest canadien. L'ACPP prédit que d'ici à 2020, la production tirée des sables bitumineux atteindra près de 3,3 millions de barils par jour. Aujourd'hui, la production tirée des sables bitumineux de l'Ouest canadien représente un baril sur deux; d'ici à 2015, elle devrait augmenter à trois barils sur quatre.

Par contraste, la production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien diminue graduellement depuis la fin des années 90, par suite de la maturité du bassin. L'ACPP prédit que d'ici à 2020, la production totale de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien baissera à 728 000 barils par jour (comparativement à environ 1,0 million de barils par jour en 2007).

Globalement, l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien devrait passer de 2,4 millions de barils par jour en 2007 à 4,1 millions de barils par jour en 2020.

L'approvisionnement en pétrole brut de l'est du Canada devrait diminuer de 369 000 barils par jour en 2007 à 75 000 barils par jour en 2020.

10 Les réserves de pétrole établies sont les quantités estimatives de pétrole brut qui sont récupérables compte tenu de la technologie courante et des conditions économiques et géologiques actuelles. Le pétrole brut classique est extrait d'un réservoir souterrain à l'aide d'un puits par les méthodes de production classiques. Il requiert un minimum de traitement avant d'être vendu. Les sources de pétrole brut non classiques requièrent une technologie d'extraction spécialisée et le pétrole extrait peut exiger un traitement important avant d'être vendu.

11 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Crude Oil Forecast, Markets & Pipeline Expansions*. Juin 2008. Les équivalents font référence aux mélanges d'hydrocarbures semblables au pétrole brut classique, y compris les pentanes et le pétrole brut synthétique.

12 Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009.

13 Idem.

En 2007, le Canada était le huitième exportateur de pétrole brut du monde. Il a exporté environ 66,0 % de la production de pétrole brut et d'équivalents presque uniquement aux États-Unis (plus de 1,8 million de barils par jour). Le Canada est le principal exportateur de pétrole brut aux États-Unis représentant 18 % de la demande américaine de pétrole brut importé.

À l'échelle régionale, l'Alberta représentait 68,1 % des exportations totales de pétrole brut et d'équivalents, la Saskatchewan 18,5 %, Terre-Neuve et Labrador 11,7 %, le Manitoba 0,8 %, la Nouvelle-Écosse 0,5 % et la Colombie-Britannique 0,4 %¹⁴.

Le Canada importe également d'importantes quantités de pétrole brut. En 2007, il a importé plus de 900 000 barils par jour. Près de 21 % des importations de pétrole brut provenaient d'Algérie, 20,2 % de la Norvège, 16,7 % du Royaume-Uni, 8,7 % d'Iraq, 8,6 % d'Arabie Saoudite et le reste de dix autres pays¹⁵.

Produits pétroliers raffinés

Les raffineries importent plus de la moitié de leur approvisionnement en pétrole brut. Les frais de transport associés à l'acheminement du pétrole brut de l'Ouest canadien à la région de l'Atlantique rendent l'importation de pétrole brut plus rentable pour certaines raffineries. Les raffineries implantées au Québec et au Canada atlantique s'alimentent principalement à l'aide de pétrole brut importé. En 2007, les importations ont comblé 80 % de la charge d'alimentation de la région de l'Atlantique, les 20 % restants ayant été satisfaits par la production dans la région. Le Québec a continué d'être le plus gros importateur

de pétrole brut de la région, puisque 92 % des besoins de raffinage provenaient de l'étranger. Les raffineries ontariennes s'alimentent à l'étranger et dans l'Ouest canadien. Les raffineries de l'Ouest canadien sont alimentées à même la source locale de pétrole brut¹⁶.

À la fin de 2007, le Canada comptait 19 raffineries en activité. En ce qui a trait à la production des raffineries au Canada, elle atteignait 1,83 million de barils par jour en 2007. Le Canada était le huitième producteur de produits pétroliers générant des recettes de 9,2 milliards de dollars. Environ 75 % de l'approvisionnement total en produits pétroliers disponible a été vendu au marché intérieur. Les exportations de principaux produits pétroliers (environ 448,7 millions de barils par jour) étaient destinées principalement aux États-Unis et les deux tiers ont été dirigés vers la côte est. Le Canada a importé environ 271,0 millions de barils par jour de produits pétroliers en 2007¹⁷.

Sables bitumineux du Canada¹⁸

Les sables bitumineux sont un des plus importants gisements d'hydrocarbures de la planète : ils renferment 1,7 billion de barils de bitume brut. Le bitume est du pétrole lourd qui est trop épais pour s'écouler ou être pompé sans être dilué ou chauffé. Il est mélangé à du sable, de l'eau et de l'argile. On estime qu'environ 173 milliards de barils sont récupérables à l'aide des technologies courantes et que l'on pourrait récupérer jusqu'à 315 milliards de barils. L'ACPP estime que les sables bitumineux pourraient soutenir une production de 3,0 millions de barils par jour pendant plus de 150 ans.

14 Statistique Canada. « Disponibilité et demande d'énergie ». *Le Quotidien*. 18 novembre 2008. Également Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009.

15 Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009.

16 Office national de l'énergie. *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2007*. Mai 2008.

17 Idem. Les produits pétroliers incluent l'essence automobile, le carburant aviation, le diesel et le mazout, le mazout léger, le pétrole de chauffage et le kérosène, le mazout lourd et autres produits pétroliers.

18 Les renseignements sur les sables bitumineux proviennent de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, à moins d'indication contraire.

Le Centre d'étude des niveaux de vie estime à 1 482,7 milliards de dollars (2007) la valeur actuelle des réserves des sables bitumineux. Elles représentent 18 % de la richesse tangible du Canada et constituent une ressource très précieuse pour les Canadiens¹⁹.

Vingt pour cent des gisements de sables bitumineux sont assez près de la surface du sol (moins de 75 mètres) pour être extraits au moyen de pelles mécaniques hydrauliques et versés dans de gros camions de halage. Les camions transportent le sable bitumineux à une unité de concassage qui le réduit en fragments, puis l'achemine par convoyeur à l'usine d'extraction. On ajoute de l'eau chaude pour séparer le bitume du sable et de l'argile. Le bitume est ensuite écumé et envoyé à une usine de traitement.

Les 80 % qui sont plus profonds (in situ) sont récupérés à l'aide de techniques de forage perfectionnées qui permettent à la vapeur ou aux solvants de pénétrer dans le réservoir et de mobiliser le bitume épais pour qu'il puisse être pompé à la surface dans des puits de récupération.

Pour le transporter aux raffineries, on doit le mélanger à un solvant (tout hydrocarbure léger comme du condensat ou des pentanes plus) pour répondre aux normes de densité et de viscosité des pipelines et faciliter le transport. Pour en faire une charge d'alimentation acceptable pour les raffineries conventionnelles, on doit le valoriser par l'ajout d'oxygène ou le rejet de carbone.

Réexamen des projets associés aux sables bitumineux

Selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'investissement de capitaux dans les sables bitumineux a atteint 18 milliards de dollars en 2007, est estimé à 20 milliards de dollars pour 2008 et projeté à 10 milliards de dollars pour 2009. La récession, la chute du prix du pétrole brut (de son niveau record de 147 \$US le baril en juillet 2008 à environ 50 \$US à l'heure actuelle) et le resserrement du crédit à l'échelle mondiale ont un impact réel sur la production et l'investissement à court terme. Plusieurs projets ont été annulés ou reportés. L'Institut canadien de recherche énergétique estime que les prix du pétrole devront remonter au delà de 70 \$US le baril pour que l'industrie revienne à une période de croissance et d'expansion²⁰.

Les reports et annulations de projet ont des retombées négatives pour toutes les régions du Canada, pas seulement pour l'Alberta. En effet, environ 44 % des emplois générés par l'investissement dans les sables bitumineux sont à l'extérieur de l'Alberta – 16 % en Ontario, 11 % ailleurs au Canada et 17 % dans des pays étrangers.

19 Sharpe, Andrew, Jean-Francois Arsenault, Alexander Murray et Sharon Qiao. « The Valuation of the Alberta Oil Sands ». *Rapport de recherche 2008-7 du Centre d'étude des niveaux de vie*. Novembre 2008.

20 McColl, David. « The Eye of the Beholder: Oil Sands Calamity or Golden Opportunity ». *Oil Sands Briefing ISBN: 1-896091-85-7*. Institut canadien de recherche énergétique. Février 2009.

L'exploitation des sables bitumineux est régie par des normes environnementales strictes, approuvées par le gouvernement, qui figurent parmi les plus exhaustives du monde. L'industrie reconnaît que, pour réussir, elle doit surmonter les défis environnementaux et en réponse à ces préoccupations elle respecte ou excède les exigences réglementaires, réduit son empreinte environnementale grâce à la recherche et à la technologie et consulte les intervenants clés.

- **Émissions de gaz à effet de serre (GES)**

Les sables bitumineux représentent 5 % des émissions totales de GES du Canada et 0,1 % des émissions mondiales de GES liées à l'énergie. Par comparaison, le secteur des transports représente 25 % des émissions de GES du Canada, l'extraction du pétrole et du gaz (sables bitumineux exclus) 18 %, les centrales électriques et thermiques 16 %, l'agriculture 9 %, les bâtiments 10 %, les solvants et les déchets 4 % et les autres industries 14 %²¹.

Le 1^{er} juillet 2007, l'Alberta a mis en œuvre un système de plafond des émissions et de droits d'émission négociables fondé sur les intensités. Les entreprises de la province (y compris celles du secteur pétrolier et gazier) qui émettent plus de 100 000 tonnes de gaz à effet de serre par année devront réduire leurs émissions annuelles de 12 %. Celles qui en seront incapables pourront acheter des droits d'émission à 15 \$ par tonne de CO₂ émis en excès de la cible. Les fonds seront versés à un fonds technologique établi en Alberta. Les grands émetteurs pourront, subsidiairement, investir un montant équivalent dans des projets établis en Alberta, extérieurs à leurs activités, qui réduiront (ou contrebalanceront) les émissions en leur nom.

Les secteurs visés par le plan sur les changements climatiques de l'Alberta sont les suivants : sables bitumineux, production d'électricité, gaz, mazout

lourd, engrais, produits forestiers, pipelines, ciment, exploitation houillère, chaux, décharge et fabrication des métaux. Les chiffres publiés par le gouvernement de l'Alberta révèlent qu'au 31 mars 2008 les entreprises avaient réduit leurs émissions d'environ 1,6 million de tonnes grâce à des changements et à des pratiques de fonctionnement, un million de tonnes de crédits compensatoires avaient été achetées et des sommes couvrant environ 2,7 millions de tonnes (totalisant 40 millions de dollars) avaient été versées au fonds technologique de la province.

Depuis 1990, l'intensité des GES associés aux sables bitumineux (c.-à-d. les émissions de GES par baril de production) a diminué de 38 %. Ce résultat a été atteint grâce à l'efficacité, à la conservation et à la mise au point et à l'utilisation de nouvelles technologies²². Par exemple, les entreprises ont réduit la température de l'eau utilisée dans les projets d'extraction de sables bitumineux qui exigent moins d'énergie, réduisant ainsi les émissions de GES. L'industrie étudie également la possibilité de capter le CO₂ émis durant la production, de le stocker dans le sol et de l'injecter dans les puits pour récupérer plus de pétrole et de gaz dans les puits dont la production a diminué ou cessé. Le captage et le stockage du carbone sont des avenues prometteuses, mais leur application à grande échelle exigera un investissement important dans de nouvelles technologies et dans l'infrastructure des transports. Une autre possibilité prometteuse consiste à pomper de l'eau plusieurs kilomètres sous la surface du sol et à l'exposer aux roches chaudes de la croûte terrestre pour la chauffer. L'énergie géothermique pourrait constituer une solution de rechange faible en émissions au gaz naturel utilisé actuellement pour fournir la chaleur et la vapeur requises durant le processus de production des sables bitumineux.

²¹ Environnement Canada.

²² Les améliorations technologiques représentent environ la moitié des améliorations totales

• Utilisation du sol

L'exploitation des sables bitumineux à ciel ouvert et la production de pétrole in situ ont un impact sur le sol. C'est pourquoi les gouvernements requièrent que les lieux soient entièrement régénérés – c.-à-d. qu'ils redeviennent des terrains viables dont la productivité est égale ou supérieure à celle qui a précédé l'exploitation des sables bitumineux – dès que l'extraction est terminée.

Le plan d'assainissement doit être formulé et approuvé par le gouvernement dans le cadre du processus global d'approbation de projet qui précède le début des travaux. Il est modifié au fur et à mesure que l'aménagement minier progresse. Les bassins à résidus (qui stockent un mélange d'eau, d'argile, de sable et de bitume résiduel issu du processus d'extraction du bitume) sont également assainis. L'industrie étudie de nouvelles méthodes en vue d'accélérer la séparation de l'eau et de l'argile maigre et le recyclage de l'eau ainsi que de nouvelles procédures d'assainissement. Les recherches ont mené à l'utilisation de matériaux naturels, comme le gypse, pour retirer l'eau rapidement des résidus et accélérer le processus d'assainissement.

Les dépôts in situ sont exploités sous la surface du sol et causent des perturbations minimales en surface, comme c'est le cas pour l'exploitation pétrolière conventionnelle. Grâce aux techniques de forage plus conventionnelles et à la création d'une empreinte environnementale restreinte, on peut assainir les zones d'exploitation in situ plus rapidement que celles des projets miniers. L'industrie travaille également avec d'autres utilisateurs du sol, notamment le secteur forestier, à la formulation d'une démarche intégrée visant à minimiser l'impact sur l'habitat. Les clairières servent d'aires de rassemblement pour l'entreposage temporaire du matériel.

Reconnaissant qu'elle doit faire encore davantage, l'industrie élabore et met en œuvre de nouvelles technologies et pratiques exemplaires.

• Utilisation de l'eau

Comme c'est le cas pour le pétrole conventionnel, l'eau joue un rôle essentiel dans la récupération des sables bitumineux. Les méthodes de récupération in situ les plus courantes utilisent de l'eau pour créer de la vapeur qui chauffe le bitume souterrain et lui permet de remonter à la surface dans les puits. Les projets in situ abandonnent graduellement l'eau fraîche en faveur de solutions de recharge comme les aquifères profonds non portables (eau noirâtre ou saumure non potable) et le recyclage amélioré. Après usage, cette eau est traitée puis réinjectée dans ces mêmes aquifères pour qu'il n'y ait aucun impact sur les systèmes d'eaux superficielles ou souterraines. Environ 85 % de l'eau utilisée est recyclée. Plusieurs projets utilisent ou mettent à l'essai de nouvelles technologies axées sur une utilisation moindre de l'eau et sur d'autres sources d'eau.

En vertu de la *Water Act* de l'Alberta, on doit obtenir un permis avant de détourner et d'utiliser les eaux superficielles ou souterraines. Les permis d'utilisation des eaux obligent le titulaire à s'engager à assurer un approvisionnement durable pour tous les utilisateurs. Le *Water Management Framework for the Lower Athabasca River* de la province limite spécifiquement l'utilisation des eaux de la rivière qui est actuellement la source d'eau fraîche utilisée pour les projets miniers. Le bassin de la rivière a un des niveaux d'affectation les moins élevés de la province, 3,9 % (2006) du débit naturel étant affecté à tous les utilisateurs. Les sables bitumineux utilisent actuellement environ 1 % du débit moyen de la rivière Athabasca. On prédit qu'à l'avenir tous les projets d'exploitation des sables bitumineux, y compris les projets actuels et approuvés, utiliseront environ 2 % du débit naturel de la rivière.

Le gouvernement provincial surveille continuellement les retraits d'eau de la rivière par le secteur des sables bitumineux à des fins de viabilité. L'industrie participe à divers projets qui examinent l'utilisation des eaux et les retombées.

Gaz naturel

En 2007, les réserves canadiennes établies (c.-à-d. les estimations des quantités de gaz dans les réservoirs connus économiquement exploitables et facilement connectables aux pipelines et aux marchés) s'élevaient à 58,2 billions de pieds cubes (Tpi³)²³. Le Canada occupe le 19^e rang pour ses réserves de gaz naturel²⁴.

En 2007, le Canada était le troisième producteur et le deuxième exportateur de gaz naturel²⁵. La production a atteint 5,9 Tpi³ et représentait environ le quart de la production de gaz naturel des États-Unis et du Canada. L'Alberta représentait 77,1 % de la production de gaz naturel commercialisable, la Colombie Britannique 16,1 %, la Saskatchewan 4,0 %, la Nouvelle Écosse 2,5 %, les Territoires du Nord Ouest 0,1 %, l'Ontario 0,1 % et le Yukon moins de 0,1 %²⁶. Ressources naturelles Canada prédit que la production restera relativement stable à 5,9 Tpi³ jusqu'en 2020²⁷.

En 2007, la demande intérieure s'est élevée à 2,6 Tpi³²⁸. Le secteur industriel représentait 40,1 % du gaz naturel consommé au Canada, le secteur résidentiel 25,9 %, le secteur commercial 19,6 %, la production d'électricité 13,5 %, l'agriculture 0,9 % et le transport 0,1 %²⁹. Ressources naturelles Canada prédit que la demande passera à 3,9 Tpi³ d'ici à 2020.

La production de gaz naturel est relativement constante durant l'année, cependant elle varie considérablement selon la saison. Pour combler l'écart saisonnier entre l'offre et la demande, le gaz naturel est injecté dans le stockage durant l'été et retiré durant l'hiver. Le Canada a une

capacité de stockage d'environ 0,7 Tpi³, dont la majorité est située dans l'Ouest canadien (424 milliards de pieds cubes – Gpi³), principalement en Alberta. D'autres provinces, notamment la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont une capacité de stockage moins importante. Le stockage dans l'Est canadien (253 Gpi³) se fait principalement en Ontario³⁰.

Près des deux tiers de la production commercialisable de gaz naturel canadien sont exportés. Les volumes bruts d'exportations ont atteint presque 3,8 Tpi³ en 2007, un niveau record, et ont généré des recettes de 28,4 milliards de dollars. De cette quantité, 24,1 % ont été expédiés au Pacific Northeast, 48,6 % au Midwest et 27,3 % au nord est des États-Unis³¹. Le gaz naturel canadien comble 17 % de la demande totale des États-Unis. Ces derniers comptent sur le Canada pour 82 % de leurs importations de gaz naturel³².

À l'échelle régionale, la Saskatchewan représentait 32,2 % des exportations totales de gaz naturel par pipeline aux États-Unis. La Colombie-Britannique, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest représentaient ensemble 25,7 %, l'Ontario 22,7 %, le Manitoba 15,0 %, le Québec 2,1 %, le Nouveau Brunswick 2,0 % et l'Alberta 0,3 %³³.

Les importations canadiennes ont atteint un niveau record de 466 Gpi³ en 2007 et leur valeur s'est établie à environ 3,5 milliards de dollars. Toutes les importations de gaz naturel du Canada sont acheminées des États-Unis par des pipelines situés dans le sud de l'Ontario³⁴.

23 Ressources naturelles Canada. *Gaz naturel canadien : revue de 2007/08 et perspectives jusqu'en 2020*. Décembre 2008.

24 BP. *Statistical Review of World Energy 2008*.

25 Agence internationale de l'énergie. *Key World Energy Statistics*. 2008.

26 Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009.

27 Ressources naturelles Canada. *Gaz naturel canadien : revue de 2007/08 et perspectives jusqu'en 2020*. Décembre 2008.

28 Idem.

29 Association canadienne du gaz.

30 Idem.

21 Idem.

32 United States Energy Information Administration.

33 Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009.

34 Ressources naturelles Canada. *Gaz naturel canadien : revue de 2007/08 et perspectives jusqu'en 2020*. Décembre 2008.

- **Gaz de schistes**

Le gaz de schistes est un gaz naturel situé dans des roches à grains fins, riches en matières organiques. Les réservoirs sont serrés et exigent un forage et un traitement spécial à des fins de production économique. Le gaz peut également se trouver dans de l'argile, du sable et des lits minces, poreux, interstratifiés dans les schistes.

Le potentiel du gaz de schistes du Canada est énorme – supérieur à 1 300 Tpi³ – la plus grande quantité (plus de 500 Tpi³) se trouvant dans le bassin de Horn River en Colombie-Britannique. On

retrouve également du gaz de schistes en Alberta, en Saskatchewan, dans le sud de l'Ontario, dans les basses terres du Québec et les Maritimes³⁵.

Malgré son énorme potentiel, la production de gaz de schistes est à ses débuts. Des capitaux importants devront être investis à des fins de commercialisation. Les progrès technologiques, notamment le forage horizontal et la stimulation des puits par la fracturation hydraulique multiphase ont révélé le potentiel des schistes pour la production de gaz.



³⁵ Heffernan, Kevin. « Shale Gas in North America: Energy Supply Opportunities ». Canadian Society for Unconventional Gas. 24 septembre 2008.

Pipelines

Selon l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques, Le Canada compte environ 580 000 kilomètres de pipelines qui acheminent les produits énergétiques des installations de production aux raffineries, centres de distribution, résidences et entreprises. Quelque 2,65 millions de barils de pétrole brut et d'équivalents circulent chaque jour dans le réseau d'oléoducs du Canada, tandis qu'environ 17,1 milliards de pieds cubes (Gpi³) de gaz naturel circulent chaque jour dans le réseau de gazoducs. Les pipelines situés au large des côtes, comme les gazoducs au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, sont déposés dans des tranchées au fond de l'océan. Une partie importante du réseau de pipelines du Canada transporte des liquides du gaz naturel (butane, propane et éthylène).

Deux grands projets de gazoduc ont été proposés: un du delta du Mackenzie et l'autre des champs de l'Alaska.

On estime qu'il y a 9 Tpi³ de réserves de gaz établies et 42 Tpi³ de réserves de gaz potentielles dans la région du delta du Mackenzie dans les Territoires du Nord Ouest. Le gazoduc de 15 milliards de dollars, d'une longueur de 1 220 kilomètres, proposé pour la vallée du Mackenzie transportera 1,2 Gpi³/j dans le Nord de l'Alberta. L'objectif initial était d'acheminer le gaz naturel dans le gazoduc d'ici 2010, mais on s'attend maintenant à ce que le gazoduc soit terminé seulement en 2014.

Le projet gazier Mackenzie est soumis à l'un des processus d'approbation réglementaire les plus rigoureux. Il exigera la coopération de plusieurs organismes de réglementation – fédéral, territorial, provincial et de la zone d'installation – responsables de l'évaluation et de la réglementation du développement énergétique. Ces organismes délivreront les permis et autorisations et établiront les conditions dans lesquelles ils seront approuvés³⁶.

On estime que les champs de l'Alaska renferment 35 Tpi³ de réserves de gaz naturel établies et 126 Tpi³ de réserves de gaz potentielles. Le gazoduc de l'Alaska, qui coûtera 30 milliards de dollars et mesurera 2 760 kilomètres de longueur, partira de Prudhoe Bay (Alaska), traversera le Yukon et le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à la frontière Colombie-Britannique/Alberta et sera relié à un gazoduc déjà en fonction. Il devrait entrer en activité en 2018. Il acheminera alors environ 4 Gpi³ de gaz naturel par jour au marché nord américain. Deux entreprises ont présenté des projets de gazoduc pour le transport du gaz de l'Alaska en passant par le Canada – TransCanada/Foothills et ConocoPhillips/BP. Les deux propositions doivent surmonter d'importants obstacles sur le plan de la réglementation. Le Canada s'est engagé à mettre en œuvre un processus d'examen réglementaire efficient et efficace et à s'assurer que les Canadiens profitent du développement du projet de gazoduc de l'Alaska. Une coordination entre le Canada et les États-Unis sera requise; le soutien des Autochtones est essentiel³⁷.

³⁶ www.mackenziegasproject.com. Voir également hydrocarbons-technology.com.

³⁷ Ressources naturelles Canada. « Alaska Natural Gas Pipeline Project: The Canadian Perspective ». *Presentation to Interstate Oil and Gas Compact Commission*. 5 mai 2008.

La réglementation focalise de plus en plus un processus décisionnel viable et axé sur la collectivité. Les nouveaux projets doivent respecter des normes relatives à la collecte de renseignements et aux consultations publiques plus détaillées qu'auparavant. On organise des audiences au cours desquelles les promoteurs de projet expliquent leur projet en détail aux parties intéressées. Les promoteurs doivent faire un suivi et démontrer qu'ils ont respecté les exigences en matière de consultation.

Les investisseurs et les promoteurs de projets de pipelines s'inquiètent des calendriers et des processus d'examen et d'approbation réglementaire incertains. Par exemple, le projet gazier Mackenzie continue de faire face à des défis réglementaires durant le long processus d'approbation de la demande. Les consultations et les modalités de la coordination des règlements ont débuté quatre ans avant que les demandes de permis pertinents aient été déposées auprès de l'Office national de l'énergie³⁸. Le processus d'approbation réglementaire du projet s'est avéré de plus en plus complexe, inefficace et coûteux. Par conséquent, malgré le nombre d'années consacrées à la planification, la hausse des coûts et les retards réglementaires risquent fort de compromettre la construction du gazoduc du Mackenzie.

³⁸ Smellie, James H. et Marie C. Rounding. « Canada: The Changing Face of Energy Regulation in Canada ». Gowling Lafleur Henderson LLP. Septembre 2008.

Charbon ³⁹

Selon l'Association charbonnière canadienne, l'industrie du charbon apporte un montant estimatif de 5 milliards de dollars par an à l'économie du Canada et emploie directement environ 5 000 personnes (2006). On estime que les réserves de charbon du Canada dureront environ 230 ans selon les niveaux de consommation actuels.

Le charbon n'est pas un produit homogène. Il y a divers types de charbon caractérisés par le contenu énergétique, les propriétés de cokage, la teneur en soufre, en cendres et en humidité. Le contenu énergétique, qui est fonction de la teneur en carbone du charbon, est le principal déterminant du prix. Les charbons de rang élevé ont une forte teneur en carbone et, par conséquent, en chaleur de combustion, mais une faible teneur en hydrogène et en oxygène. Les charbons de rang bas ont une faible teneur en carbone, mais une forte teneur en hydrogène et en oxygène. Les rangs des charbons, allant de ceux qui renferment le moins de carbone à ceux qui en ont le plus, sont le lignite, la houille grasse inférieure, la houille bitumineuse (cokage) et l'anhracite. On retrouve les quatre types au Canada.

L'anhracite et la houille bitumineuse peuvent être utilisées à des fins métallurgiques et thermiques (elles sont transformées en coke, puis introduites avec du minerai de fer dans de hauts fourneaux pour la production du fer et de l'acier); la houille grasse inférieure et le lignite servent à produire de l'électricité et sont appelés charbons thermiques.

En 2007, le Canada comptait 8,7 milliards de tonnes de réserves de charbon prouvées. De ce nombre, 6,58 milliards de tonnes sont jugées récupérables – 3,47 milliards de tonnes d'anhracite et de

houille bitumineuse et 3,11 milliards de tonnes de houille grasse inférieure et de lignite. Les plus importantes réserves connues sont situées dans l'Ouest canadien (Colombie-Britannique, Alberta et Saskatchewan). Il y a des réserves de charbon connues en Ontario, mais elles n'ont pas encore été exploitées parce qu'elles ont une forte teneur en humidité et peu de valeur sur le plan thermique. Le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest renferment également de faibles gisements de charbon qui restent inexplorés et inexploités.

En 2007, la production de charbon au Canada a totalisé 69,4 millions de tonnes – 32,8 millions de tonnes de houille bitumineuse, 26 millions de tonnes de houille grasse inférieure et 10,5 millions de tonnes de lignite. L'Alberta représentait 47,2 % de la production totale, la Colombie-Britannique 37,4% et la Saskatchewan 15,2 %. De faibles quantités de charbon sont exploitées en Nouvelle-Écosse et au Nouveau Brunswick. On comptait 22 mines de charbon en activité au Canada à la fin de 2007; 17 étaient situées en Colombie-Britannique et en Alberta. Plus de 90 % du charbon a servi à produire de l'électricité; le reste a été consommé par les industries de l'acier, du ciment et autres.

Le Canada est le huitième exportateur mondial d'anhracite. En 2007, il a exporté 30,1 millions de tonnes (44,5 % de la production intérieure) valant 2,9 milliards de dollars. Le charbon métallurgique représentait environ 90 % des exportations totales canadiennes. La Colombie Britannique a exporté 23,5 millions de tonnes et l'Alberta 6,5 millions de tonnes.

En règle générale, tout le charbon à vocation sidérurgique (c.-à-d. tout le charbon produit en Colombie-Britannique et une certaine quantité en

³⁹ Données provenant principalement de Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009. Voir également l'Association charbonnière canadienne.

Alberta) est exporté. Pratiquement tout le charbon thermique (c.-à-d. la totalité de la production de la Saskatchewan, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle Écosse et la majorité de celle de l'Alberta) est consommé au pays pour produire de l'électricité.

Le Canada exporte du charbon dans 21 pays. L'Asie reçoit plus de la moitié des exportations de charbon du pays et le Japon en importe le plus. Le Canada exporte également d'importants volumes de charbon vers quelques pays européens, les États-Unis, le Mexique et l'Amérique latine.

En 2007, le Canada a importé 22,6 millions de tonnes de charbon. De ce nombre, l'Ontario a importé 80,4 %, la Nouvelle Écosse 10,5 % et le

Nouveau-Brunswick 4,3 %. Le charbon est importé par le centre et l'est du Canada pour des motifs de coût (il s'avère moins coûteux d'obtenir du charbon des régions du centre et de l'est des États-Unis que de l'Ouest canadien), mais également pour assurer un approvisionnement adéquat du type de charbon requis. Environ 80 % des importations de charbon sont du charbon thermique pour la production d'électricité en Ontario, en Nouvelle Écosse et au Nouveau Brunswick. Les quantités les plus importantes provenaient des États-Unis et les volumes moins importants de la Colombie, du Vénézuéla et de la Russie.

Uranium⁴⁰

Le Canada possède les plus importantes réserves d'uranium du monde, la majorité des gisements se trouvant dans le nord de la Saskatchewan. Le Canada est aussi le premier producteur mondial d'uranium peu coûteux à forte teneur (comptant pour 23 % de la production mondiale). En 2007, le Canada a produit 9 476 tonnes d'uranium valant environ 835 millions de dollars. L'industrie (extraction et concentration) emploie directement plus de 1 000 personnes.

En 2007, près de 85 % de la production d'uranium du Canada ont été exportés pour une valeur d'environ 710 millions de dollars. Les exportations étaient destinées principalement aux États-Unis, à l'Union européenne et au Japon. L'uranium qui n'est pas exporté alimente les réacteurs CANDU au Canada.

La plus importante raffinerie d'uranium du monde et la seule au Canada est située à Blind River (Ontario) où les concentrés de minerai d'uranium sont purifiés pour produire du trioxyde d'uranium. Ce produit est acheminé à une usine de conversion située à Port Hope, en Ontario, qui produit un quart de la production mondiale d'hexafluorure d'uranium et le seul approvisionnement mondial de dioxyde d'uranium naturel combustible. L'hexafluorure d'uranium est expédié à des usines de fabrication de combustible situées à Port Hope et à Peterborough, en Ontario, où il sert à la production de combustible d'uranium naturel pour les réacteurs CANDU au Canada et à l'étranger.

⁴⁰ Les données de cette section proviennent principalement de Ressources naturelles Canada. « Sources d'énergie ». www.nrcan.gc.ca.

Électricité ⁴¹

Le Canada est le septième producteur mondial d'électricité. En 2007, l'industrie et les services d'électricité ont produit 615,3 milliards de kilowatts-heures. Environ 25 000 personnes travaillent dans le secteur de la production d'électricité et de nombreuses autres dans les activités associées à la transmission et à la distribution.

À l'heure actuelle, les Canadiens consomment environ 20 % d'électricité de plus qu'il y a quinze ans et les projections invoquent une augmentation de 25 % de la capacité de production d'ici à 2025.

L'électricité produite au Canada provient de sources diverses. En 2007, l'eau motrice (hydroélectricité) a produit 60,1 % de l'électricité au Canada, le charbon 20,7 %, le nucléaire 14,6 %, le pétrole et le gaz naturel combinés 4,0 % et la combustion interne et les sources d'énergie renouvelable 0,6 %. La principale source renouvelable non hydraulique est la biomasse. La part des nouvelles sources de production d'électricité – le vent, le soleil et les marées – est encore petite, mais en croissance.

En 2007, 31,0 % de l'électricité au Canada a été produite au Québec, 26,2 % en Ontario, 12,0 % en Colombie-Britannique et 10,0 % en Alberta.

Il y a une certaine quantité d'échanges d'électricité entre les provinces et avec les États-Unis. Ceux-ci permettent aux vendeurs de vendre de l'électricité qui serait autrement perdue, mais également aux acheteurs d'obtenir des approvisionnements adéquats dans les périodes de demande élevée. Certains échanges sont le résultat de circonstances saisonnières – la demande en électricité atteint son plus haut niveau pendant l'hiver au Canada et pendant l'été aux États-Unis. De même, les services hydroélectriques utilisant des réservoirs d'eau peuvent augmenter leur production durant les périodes de pointe quotidiennes afin d'exporter

de l'électricité à des prix avantageux, pour ensuite réduire leur production (pendant que les réservoirs se remplissent) durant les périodes hors pointe, au cours desquelles ils peuvent importer de l'électricité à des prix plus faibles.

Au cours des dernières années, le Canada a été un exportateur net d'électricité vers les États-Unis. En 2007, les ventes d'exportation aux États-Unis se sont chiffrées à 49,8 milliards de kilowatts-heures, ce qui représente moins de 10 % de la production canadienne totale. Parmi les exportations totales d'électricité aux États-Unis, le Québec représentait 31,5 %, le Manitoba 22,5 %, la Colombie-Britannique 20,4 %, l'Ontario 19,6 %, le Nouveau Brunswick 4,0 % et la Saskatchewan 1,5 %. Les recettes tirées des exportations d'électricité se sont élevées à environ 3,1 milliards de dollars en 2007.

Le Canada a importé 20,3 kilowatts-heures des États-Unis pour un montant de 1,0 milliard de dollars. L'Ontario représentait 36,0 % des importations totales, la Colombie-Britannique 35,8 %, le Québec 16,5 %, le Nouveau-Brunswick 3,2 %, la Saskatchewan 2,9 %, l'Alberta 2,7 % et le Manitoba 2,6 %. Globalement, les importations en provenance des États-Unis représentent moins de 3,0 % de la consommation canadienne d'électricité.

Le secteur industriel représente la majeure partie de la demande (44,3 %), notamment en raison d'activités industrielles à forte consommation d'énergie dans les secteurs de l'exploitation minière, pétrolière et gazière et de la fabrication. Les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel consomment également de grandes quantités d'électricité (représentant respectivement 28,7 % et 22,9 % de la demande d'utilisation finale). Le secteur de l'agriculture (1,7 %), l'administration publique (2,6 %) et les transports (0,7 %) ont consommé de plus petites quantités.

41 Données tirées principalement de Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009. Voir également l'Association canadienne de l'électricité. « Electricity 08 ». Volume 79, numéro 1. 2008

Un réseau intelligent de distribution d'électricité ⁴²

- Le Canada doit remplacer une part importante de son infrastructure d'électricité vieillissante. Selon l'AIE, il devra investir plus de 185 milliards de dollars d'ici à 2030 pour remplacer et construire une nouvelle infrastructure de production, de transmission et de distribution.
- L'inefficacité du système engendre du gaspillage inutile au sein du réseau de distribution. Une augmentation de 5 % seulement de l'efficacité du réseau du Canada équivaldrait à éliminer les émissions de carburant et de gaz à effet de serre de quatre millions de voitures⁴³.
- La modernisation de l'infrastructure du réseau de distribution d'électricité du Canada grâce à l'utilisation de communications bilatérales, de capteurs, de mesures de surveillance et de technologies de l'information perfectionnées créerait un réseau intelligent qui favoriserait la prestation plus efficace, souple et fiable de l'électricité et réduirait l'empreinte environnementale du secteur de l'électricité.
- Les services d'électricité utiliseraient les données en temps réel des senseurs et des compteurs intégrés au réseau de distribution pour mieux comprendre les exigences relatives à l'offre et à la demande, repérer les secteurs problématiques et gérer les ressources plus efficacement. Ils pourraient automatiser les fonctions comme la lecture des compteurs et la connexion et la déconnexion des services.
- Un réseau intelligent permettrait l'utilisation de nouvelles technologies, notamment les véhicules électriques hybrides enfichables, la production distribuée et les solutions de stockage d'énergie. Il engloberait des ressources énergétiques diverses et dispersées.
- Une infrastructure de compteurs énergétiques perfectionnés permettrait aux consommateurs de déterminer leur consommation d'énergie selon des signaux de prix dynamiques qui évoluent durant la journée en réponse à l'approvisionnement énergétique et aux conditions de la demande. En répondant aux signaux de prix, les consommateurs contribueraient à réduire la demande de pointe et les coûts de l'énergie. Les réseaux de distribution intelligents permettent déjà aux consommateurs d'économiser 10 % sur leurs factures et de réduire la demande de pointe de 15 %⁴⁴.
- Bref, un réseau intelligent réunirait tous les éléments du système d'électricité – production, livraison et consommation – en vue d'améliorer le fonctionnement et l'efficacité du système au profit des consommateurs et de l'environnement.

⁴² On peut obtenir plus de renseignements sur un réseau intelligent de distribution d'électricité auprès de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). « Enabling Tomorrow's Electricity System: Report of the Ontario Smart Grid Forum », 4 février 2009

⁴³ IBM. « Smart power for a smarter planet ».

⁴⁴ Idem.

Hydraulique ⁴⁵

L'énergie hydraulique (hydroélectricité) consiste en la conversion de l'énergie associée à la chute de l'eau en électricité. L'énergie ainsi produite fait tourner les aubes d'une turbine hydraulique. La turbine est connectée à un générateur qui convertit l'énergie en électricité. La quantité d'électricité qu'une usine d'hydroélectricité peut produire dépend de la quantité d'eau passant dans une turbine et de la hauteur de la chute d'eau.

L'hydroélectricité est la principale source de production d'énergie renouvelable du Canada, représentant 60,6 % de la capacité de production d'électricité du pays et environ 97 % de l'énergie renouvelable existante. Le Canada est également le deuxième producteur mondial d'hydroélectricité (après la Chine). Le Québec compte environ la moitié de la capacité d'hydroélectricité installée du Canada. Les autres régions productrices de grandes quantités d'hydroélectricité sont la Colombie-Britannique, l'Ontario, Terre-Neuve et Labrador et le Manitoba. Les stations d'hydroélectricité produisent actuellement l'électricité la moins chère du Canada.

Pour remplacer l'électricité produite par l'hydroélectricité au Canada, il faudrait utiliser 560 millions de barils de pétrole par année.

Divers projets d'hydroélectricité sont en voie d'examen, de planification ou de construction. Au cours des dix prochaines années, ces projets nécessiteront des investissements de capitaux de plus de 50 milliards de dollars. L'hydroélectricité ne produit aucun polluant atmosphérique, produit dérivé polluant ou produit rejeté toxique et une très faible quantité de gaz à effet de serre – 60 fois moins que les usines alimentées au charbon et entre 18 et 30 fois moins que les centrales électriques alimentées au gaz naturel. Par contre, la construction et l'exploitation de barrages

d'hydroélectricité peuvent considérablement affecter les systèmes de cours d'eau au stade de maturité et les populations piscicoles et fauniques.

En moyenne, un important projet d'hydroélectricité exige entre huit et 12 années de préparation – à partir des études de faisabilité jusqu'à la mise en service. Par comparaison, une centrale à combustion fossile peut être opérationnelle en quatre ans. Le processus d'évaluation environnementale des projets d'hydroélectricité est long à cause des vastes retombées au niveau local.

Thermique ⁴⁶

Les centrales thermiques brûlent des combustibles fossiles tels que le charbon, le gaz naturel ou le pétrole et produisent de l'électricité grâce à la vapeur d'eau. La vapeur actionne une turbine, produisant l'énergie mécanique qui active une génératrice. Des aimants tournent à l'intérieur de la génératrice, produisant de l'énergie électrique. Le charbon est le principal carburant utilisé pour produire de l'électricité sous l'action de la chaleur au Canada, représentant 20,7 % de la production nette d'électricité en 2007. Le pétrole et le gaz naturel combinés représentaient 4 %.

Le charbon sert à produire environ 74 % de l'électricité en Alberta, 63 % en Saskatchewan, 60 % en Nouvelle-Écosse et 18 % en Ontario. La majorité de la production alimentée au mazout a lieu dans les Maritimes. La majorité de la production alimentée au gaz a lieu en Ontario. La capacité de production des centrales à combustibles fossiles est d'environ 32 000 mégawatts.

La centrale électrique alimentée au charbon de Nanticoke, en Ontario, est la centrale thermique la plus importante du Canada (et l'une des plus

⁴⁵ Association canadienne de l'hydroélectricité. « Hydropower in Canada: Past Present and Future ». 2008. Également, Fortin, Pierre. « Hydropower, green in more ways than one ». Canadian Hydropower Association Op ed. *Winnipeg Free Press, Edmonton Journal*. 29 janvier 2009.

⁴⁶ Données tirées de Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*. No 57-601-X au catalogue. Janvier 2009.

importantes du monde), sa capacité installée atteignant 3 964 mégawatts. Elle produit assez d'électricité pour répondre aux besoins de près de 2,5 millions de ménages pendant un an.

Les quatre centrales alimentées au charbon de l'Ontario doivent cesser toute production d'ici à 2014 dans le cadre de la stratégie de lutte contre les changements climatiques du gouvernement provincial. Entre temps, Ontario Power Generation devra réduire les émissions combinées des centrales de 34,5 mégatonnes (niveau de 2003) à 11,5 mégatonnes d'ici à 2011. Cette réduction d'émissions équivaut à retirer 700 000 voitures des routes.

Ontario Power Generation détermine actuellement la viabilité commerciale de l'utilisation de la biomasse au lieu du charbon aux centrales actuelles alimentées au charbon. Plusieurs essais de brûlage réussis ont été menés.

Nucléaire⁴⁷

Le Canada est le sixième producteur mondial d'électricité utilisant l'énergie nucléaire. En 2007, il comptait 22 réacteurs CANDU dont 18 étaient en service, générant 14,6 % de l'électricité du pays. Sur le plan régional, ils produisaient 51% de l'électricité en Ontario, 30 % au Nouveau Brunswick et 3 % au Québec.

L'énergie nucléaire produit pratiquement aucun des polluants qui contribuent au smog et aux pluies acides. Elle n'émet pratiquement pas de GES. On estime que l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité au Canada évite des émissions d'environ 90 millions de tonnes de GES par année, soit quelque 12 % des émissions totales du pays. Au Canada, l'utilisation des réacteurs CANDU a évité 2,3 milliards de tonnes d'émissions depuis 1972.

L'énergie nucléaire vaut 6,6 milliards de dollars par an, crée 21 000 emplois directs et 10 000 emplois indirects et génère 1,2 milliard de dollars en exportations. L'industrie s'adonne aux activités suivantes : purification et conversion de l'uranium; production de combustible nucléaire; fabrication de matériel et prestation de services aux usines nucléaires au Canada et à l'étranger; production d'isotopes radioactifs pour usage en médecine, dans l'industrie et en agriculture; et mise au point de matériaux améliorés par le truchement de la recherche-développement nucléaire.

Selon Énergie atomique du Canada limitée (EACL), environ 6 milliards de dollars ont été investis dans le programme nucléaire du Canada de 1952 à 2006. Cet investissement a généré plus de 160 milliards de dollars pour le PIB grâce aux avantages découlant de la production d'énergie, de la recherche-développement, des exportations de réacteurs CANDU, de l'uranium, des radio-isotopes nucléaires et des services professionnels. Les programmes de recherche développement d'EACL maintiennent le Canada à l'avant garde de la technologie nucléaire.

Biomasse⁴⁸

Source d'énergie renouvelable, la biomasse fait référence aux matières végétales et animales qui peuvent servir de carburant ou être utilisées pour la production d'électricité. Elle est la deuxième source d'énergie renouvelable de la planète après l'hydroélectricité.

Le bois reste la plus importante source de biomasse du monde. Les autres sources de biomasse incluent: les déchets provenant des activités de foresterie et de scierie (écorce, copeaux, sciure et résidus de coupe); les déchets de bois urbains (palettes d'expédition, emballage et bois de construction non utilisé); déchets agricoles

⁴⁷ Les données de cette section proviennent principalement de l'Association nucléaire canadienne. « An Overview of Nuclear Power in Canada », 19 février 2009; et « Innovating Today for a Brighter Future ». 2008.

⁴⁸ Centre info-énergie à moins d'indication contraire.

(tels que résidus de récolte); arbres et cultures à croissance rapide (comme le peuplier, le saule, la paille et la tourbe); les déchets organiques (tels que l'engrais animal et les déchets provenant de la transformation des produits alimentaires); et les déchets organiques des résidus urbains solides (que l'on retrouve dans les égouts et les sites d'enfouissement urbains).

On peut utiliser plusieurs méthodes pour produire de l'électricité et de la chaleur à partir de la biomasse. La méthode la plus simple consiste à la brûler (combustion directe). On produit une vapeur à haute pression qui active une turbine reliée à une génératrice. La rotation de la turbine, sous l'effet de la vapeur, active la génératrice qui produit de l'électricité. À l'échelle mondiale, la majeure partie des centrales alimentées à la biomasse a recours à la combustion directe.

La cocuisson consiste à brûler la biomasse avec du charbon dans des chaudières de centrales traditionnelles. La cocuisson est considérée comme étant l'une des méthodes les plus économiques pour produire de l'électricité à partir de la biomasse. Cette technologie aide à réduire la quantité de charbon utilisée, ce qui entraîne une diminution des émissions de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote.

De nouvelles technologies ont été mises au point afin de gazéifier la biomasse en une source d'énergie utilisable. Ces technologies chauffent la biomasse solide à des températures élevées dans un environnement dépourvu d'oxygène afin de produire un gaz combustible dont le contenu calorifique se situe entre le cinquième et la moitié de celui du gaz naturel. Ce gaz peut être utilisé pour alimenter des systèmes à cycle mixte à haut rendement afin de produire de l'électricité.

Les dépotoirs ou lieux d'enfouissement urbains contenant des déchets organiques produisent un biogaz (ou gaz d'enfouissement) riche en

méthane. Ce gaz peut être récupéré pour chauffer des bâtiments, alimenter des moteurs ou produire de l'électricité. Le méthane est un GES beaucoup plus puissant que le CO₂; son potentiel de réchauffement de la planète est 21 fois plus élevé que celui du CO₂ et il génère 15 % des émissions de GES au Canada.

La biomasse peut également être utilisée pour produire des biocarburants, comme l'éthanol et le biodiesel. L'éthanol est un alcool que l'on obtient en faisant fermenter des matières organiques riches en sucre, en amidon ou en cellulose. À l'heure actuelle, l'éthanol est principalement utilisé comme additif pour carburant; on le mélange avec de l'essence afin d'augmenter le rendement des véhicules et de diminuer les émissions. On peut également s'en servir pour alimenter les moteurs ou les piles à combustible pour produire de l'électricité. Le Canada produit environ 175 millions de litres d'éthanol par année, principalement à partir de maïs et de blé. Le biodiesel est produit en combinant des matières grasses d'origine animale, des huiles végétales usées et des déchets de récoltes (soja, canola, maïs et tournesol) avec de l'alcool et un agent catalysant. Ce carburant brûlant sans résidus peut être utilisé pour réduire les émissions des véhicules. Le Canada produit environ cinq millions de litres de biodiesel par an. En 2008, 16 usines d'éthanol et quatre usines de biodiesel étaient exploitées ou en construction au Canada. Leur capacité totale s'élevait à 1,9 milliard de litres par an⁴⁹.

Les cultures céréalières des Prairies produisent environ 32 tonnes de résidus de paille chaque année. Environ 85 % de ces résidus sont remis dans le sol, ce qui laisse quelque cinq millions de tonnes par an pour la production de biocarburants liquides.

En 2006, le gouvernement fédéral a annoncé un règlement exigeant un contenu renouvelable moyen de cinq pour cent dans l'essence canadienne



d'ici à 2010 et un contenu renouvelable moyen de deux pour cent pour le carburant diesel et le mazout d'ici à 2012.

Selon Enquête pollution, le Canada possède plus de 1 600 mégawatts de capacité énergétique à biomasse installée concentrée dans les industries forestières et des pâtes et papiers. En outre, 85 mégawatts utilisent le biogaz provenant des lieux d'enfouissement urbains. Plusieurs producteurs indépendants d'énergie produisent de l'électricité en brûlant les déchets du bois et autres matériaux de biomasse. Sur une plus petite échelle, le brûlage de la biomasse, particulièrement du bois de chauffage, continue de fournir un chauffage local dans de nombreuses résidences canadiennes. Selon Ressources naturelles Canada, environ 1,5 million de Canadiens utilisent du bois pour chauffer leur maison. Cette tendance est particulièrement marquée au Canada atlantique.

En ce qui concerne la faisabilité économique et technique de cette source d'énergie renouvelable, les coûts élevés de collecte, de transport et de manutention posent des obstacles. Certaines biomasses sont considérées comme « carbone zéro », ce qui signifie que la quantité de carbone libérée lorsqu'elles sont brûlées est égale à la quantité retirée de l'atmosphère pendant que la plante pousse.

Éolienne⁵⁰

En 2006, l'industrie de l'énergie éolienne a contribué à hauteur de 1,6 milliard de dollars au PIB du Canada et employé 3 785 personnes. En plus de créer des emplois dans les secteurs de l'aménagement, de l'installation et des services, elle fabrique la majorité des tours d'acier des parcs d'éoliennes.

L'énergie éolienne est une forme d'énergie propre, durable qui n'exige aucun carburant et n'émet pas de GES. Cependant, étant donné qu'ils sont habituellement situés dans des régions éloignées, les parcs d'éoliennes peuvent avoir une incidence sur les terres lorsque les nouvelles lignes de transmission sont raccordées aux centrales électriques.

À la fin de 2007, le Canada comptait 1 400 aérogénérateurs en activité dans 85 parcs d'éoliennes produisant une capacité installée totale de 1 846 mégawatts, en hausse par rapport à 137 mégawatts en 2000. En date de janvier 2009, la capacité était passée à 2 369 mégawatts, ce qui est suffisant pour alimenter 680 000 maisons. Les provinces ayant la plus grande capacité d'énergie éolienne sont l'Ontario (capacité d'énergie éolienne installée de 781 mégawatts), le Québec (535 mégawatts) et l'Alberta (524 mégawatts).

Le Canada pourrait être un chef de file mondial de l'énergie éolienne. En effet, il compte de vastes espaces possédant d'excellentes ressources éoliennes en haute mer et le long des côtes. Il y a également des zones de grande qualité à l'intérieur des terres, notamment le sud des Prairies et le golfe Saint Laurent. Au bout du compte, la quantité d'énergie éolienne produite dépend de la vitesse du vent.

Le parc d'éoliennes le plus important du Canada sera aménagé dans le sud du Manitoba. Le projet produirait 300 mégawatts d'électricité à l'aide de 130 turbines et la province se rapprocherait de son objectif: produire 1 000 mégawatts d'énergie éolienne. Les avantages sur le plan de l'environnement incluent l'élimination de 800 000 tonnes d'émissions de GES, ce qui équivaut à retirer 145 000 voitures des routes.

⁵⁰ Association canadienne de l'énergie éolienne.

Solaire ⁵¹

Le soleil peut être utilisé efficacement pour fournir de l'énergie pour de nombreuses applications, particulièrement dans les régions peu peuplées et éloignées qui ne sont pas reliées au réseau de distribution d'électricité. Les systèmes électriques solaires (cellules photovoltaïques) servent à alimenter le matériel de télécommunications, les pompes hydrauliques, le matériel de navigation, les stations de surveillance des oléoducs et les chalets et maisons situés dans les régions éloignées. Les systèmes d'énergie thermique passive incluent le chauffage localisé, le chauffage de l'eau et le séchage des cultures et du bois de sciage. L'énergie solaire est une source d'électricité propre, non polluante.

L'utilisation de l'énergie solaire a augmenté ces dernières années au Canada; cependant, la pénétration du marché reste relativement lente. La quantité d'énergie solaire disponible au pays varie selon les saisons, la latitude, le climat et l'heure de la journée. En 2001, on comptait plus de 12 000 systèmes résidentiels de chauffage d'eau alimentés à l'énergie solaire et 300 systèmes commerciaux et industriels.

Au début de 2003, la capacité installée de systèmes de cellules photovoltaïques du Canada s'élevait à environ 10 mégawatts, comparativement à un mégawatt en 1992.

Drake Landing – un système de chauffage solaire communautaire

Le projet de chauffage solaire communautaire Drake Landing est un plan d'aménagement urbain situé dans la ville d'Okotoks, en Alberta. Premier projet de ce genre en Amérique du Nord, il intégrera une technologie d'accumulation de l'énergie solaire dans le sol durant les mois d'été pour chauffer les maisons durant l'hiver. Le système est sans précédent et il permettra de répondre à 90 % des besoins de chauffage des maisons à l'aide de l'énergie solaire.

Marémotrice ⁵²

L'énergie marémotrice est créée en utilisant le flux et le reflux des marées pour activer des turbines qui produisent de l'électricité. À cause du cycle et de la gravité lunaires, les courants de marée, bien que variables, sont fiables et prévisibles et leur puissance peut apporter une contribution valable à un système d'électricité comportant une variété de sources.

On peut exploiter l'énergie marémotrice en construisant des barrages semi-perméables dans les estuaires où l'amplitude des marées est grande ou en captant les courants de marée au large des

côtes. À l'instar de l'énergie hydroélectrique, c'est une source d'énergie renouvelable qui ne cause pas directement d'émissions de GES ni de pluies acides. L'impact environnemental des barrages construits dans les estuaires pour activer les turbines varie selon l'emplacement.

La technologie requise pour l'énergie marémotrice est très perfectionnée. Cependant, les coûts de construction constituent l'obstacle principal à l'utilisation des marées. La construction d'un projet d'énergie marémotrice peut prendre dix ans.

⁵¹ Centre info-énergie.

⁵² Voir Ocean Energy Council à www.oceanenergycouncil.com; Nova Scotia Power à www.nspower.ca; gouvernement de la Nouvelle-Écosse à www.gov.ns.ca/energy/renewables/public-education/tidal.asp; et Tidal Stream Energy à www.tidalstreamenergy.com - une société créée pour capter l'énergie cinétique des courants de marée au large des côtes de la Colombie Britannique.

Le Canada pourrait devenir un grand marché pour le développement de l'énergie marémotrice. À l'heure actuelle, il abrite une des trois centrales d'énergie marémotrice du monde et la seule dans l'hémisphère occidental. La centrale marémotrice d'Annapolis, en Nouvelle-Écosse, a une capacité de production de 20 mégawatts d'électricité. Chaque jour, 100 milliards de tonnes d'eau de mer affluent et s'écoulent de la baie de Fundy, où l'amplitude des marées atteint plus de 50 pieds. L'Electric Power Research Institute des États-Unis identifie la baie de Fundy comme étant sans doute l'emplacement le plus efficace pour la production d'énergie marémotrice en Amérique du Nord. Lorsqu'elle sera entièrement mise au point, la nouvelle technologie axée sur les courants de marée pourra potentiellement produire 300 mégawatts d'énergie dans la baie de Fundy, ce qui serait suffisant pour alimenter près de 100 000 maisons.

La côte ouest du Canada présente également un potentiel exceptionnel en ce qui a trait à la production d'énergie. Le premier emplacement, offrant un potentiel de 800 mégawatts (quantité suffisante pour fournir de l'énergie électrique à 140 000 maisons) sera Discovery Passage situé à Campbell River entre l'île de Vancouver et le continent.

Géothermie ⁵³

L'énergie géothermique provient de la chaleur présente à l'état naturel dans le sol et elle peut être utilisée pour produire de l'électricité. Le forage effectué au réservoir géothermique de South Meager en Colombie-Britannique avait démontré que cet endroit pourrait éventuellement devenir la première centrale d'énergie géothermique du Canada avec une capacité de production d'électricité de 100 mégawatts. On tente actuellement d'obtenir le financement et les permis nécessaires pour terminer le programme de forage et préparer un rapport de faisabilité sur le projet⁵⁴.

Les projets géothermiques peuvent générer d'importants avantages d'aval en fournissant de l'électricité pour les systèmes de chauffage résidentiels et commerciaux, les serres, les piscicultures terrestres et les stations thermales.

Les coûts d'immobilisation des projets de construction de centrales d'électricité géothermique sont beaucoup plus élevés que ceux des centrales alimentées au charbon ou des nouvelles turbines alimentées au gaz naturel. Toutefois, les centrales d'électricité occasionnent des frais d'exploitation et d'entretien relativement peu élevés et aucuns frais de carburant ou frais de transport connexes.

L'énergie géothermique entraîne peu d'émissions atmosphériques. L'élimination de l'eau et des eaux résiduelles constitue la principale préoccupation sur le plan de la pollution. Cependant, on peut recueillir les liquides géothermiques et les réinjecter à des fins de recyclage et de réutilisation. Les usines géothermiques, bien qu'elles occupent relativement peu d'espace, peuvent avoir une incidence importante sur les terres lorsque les nouvelles lignes de transmission sont raccordées aux centrales électriques.

De nos jours, l'énergie géothermique est utilisée principalement au Canada pour le chauffage et la climatisation des immeubles résidentiels, commerciaux et institutionnels. Son usage le plus courant consiste à extraire, à l'aide de thermopompes, l'énergie thermique peu profonde et à la faire circuler dans un bâtiment au moyen de conduits ou de serpentins souterrains. La thermopompe, qui fonctionne selon le même principe qu'un compresseur de réfrigérateur, peut aussi effectuer l'opération inverse pour produire de l'air froid. Les coûts d'immobilisation associés à l'énergie géothermique sont relativement plus élevés que ceux des systèmes de chauffage conventionnel; cependant, les frais de fonctionnement sont généralement beaucoup moins élevés.

⁵³ Centre info-énergie à moins d'indication contraire. Voir également Canadian Geothermal Energy Association.

⁵⁴ Western GeoPower Corporation. 2008. « South Meager Testing Demonstrates Potentially Commercial Permeability ». Communiqué de presse. 22 avril 2009.

Sommaire

Le Canada est un chef de file mondial de l'énergie grâce à son potentiel hydroélectrique, à son important approvisionnement en gaz naturel et à ses vastes réserves d'uranium et d'hydrocarbures, notamment charbon, bitume des sables pétrolifères et pétrole conventionnel. Il possède également d'importantes ressources renouvelables – eau motrice, biomasse, éolienne, solaire, géothermique et marémotrice – pouvant servir à produire de l'énergie.

Le secteur énergétique reste une pierre angulaire de l'économie canadienne, comme l'indiquent ses contributions au PIB, à investissement de capitaux, à l'emploi et aux recettes d'exportation.

La récession a ralenti l'investissement de capitaux et diminué la demande de produits énergétiques, mais elle incite l'industrie à se préparer en vue du prochain cycle de croissance. Les prix augmentent et diminuent en réponse aux forces du marché, mais une constante fondamentale demeure : la demande sans cesse croissante d'énergie dans un monde où la population et le développement augmentent.

Pour plus de renseignements, communiquer avec :

Tina Kremmidas, économiste en chef | Courriel : tkremmidas@chamber.ca | Téléphone : 416 868 6415, poste 222