

Gaz naturel canadien

» Revue de 2004 et perspectives jusqu'à 2020

Janvier 2006

» Division du gaz naturel
Direction des ressources pétrolières
Secteur de la politique énergétique



Avant-propos

Le document de travail intitulé *Gaz naturel canadien : Revue de 2004 et perspectives jusqu'à 2020* est rédigé chaque année par la Division du gaz naturel (DGN) de Ressources naturelles Canada (RNCa). On y résume les tendances de l'industrie du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, mais il y est peu question du Mexique*.

La DGN donne au ministre de RNCa des conseils sur les questions liées au gaz naturel. À ce titre, elle publie le présent document pour lancer le dialogue avec l'industrie et obtenir ses commentaires sur son interprétation des questions liées au gaz naturel. Elle veut faire connaître la situation actuelle du marché nord-américain du gaz naturel à l'aide d'un document qui se lit rapidement et facilement.

La nouvelle structure du rapport

Le rapport est divisé en trois régions (Amérique du Nord, Canada et États-Unis) et présente une analyse structurée des éléments fondamentaux du marché du gaz naturel (offre, demande, prix, etc.) pour la dernière année (2004), le court terme (2005 et 2006) et le long terme (jusqu'à 2020).

Dans les principales parties du rapport, on trouve des graphiques et peu de texte. Par contre, le sommaire, qui présente les grandes lignes du rapport, ne contient que du texte. Pour avoir une analyse approfondie du marché nord-américain du gaz naturel, le lecteur pourra consulter la partie I intitulée *Le marché nord-américain du gaz naturel*, qui comprend la revue de 2004, ainsi que des perspectives à court et à long terme. Dans les parties II et III - qui portent sur le Canada et les États-Unis - on présente une analyse plus détaillée des éléments fondamentaux du marché de chacun de ces pays.

*En janvier 2005, les gouvernements du Canada, du Mexique et des États-Unis ont publié un rapport trilatéral (*Vision du marché nord-américain du gaz naturel*), qui contient des renseignements et des statistiques détaillés sur le Canada, le Mexique et les États-Unis. Ce rapport est diffusé dans Internet (www.nqas.nrcan.gc.ca).

Les sources

La DGN a fait appel à diverses sources pour rédiger le rapport, notamment des consultants privés, des associations industrielles et des organismes du gouvernement fédéral du Canada et des États-Unis. Les données statistiques proviennent essentiellement de l'Office national de l'énergie (ONE), de l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis et de Statistique Canada (StatCan).

Bien que toutes ces sources déploient de gros efforts pour fournir les données les plus récentes, elles les mettent continuellement à jour. C'est pourquoi les données de 2003 peuvent différer de celles qui ont été présentées dans le rapport de l'année passée.

Le site Web de la DGN

Le rapport est présenté en ligne dans le site Web de la DGN (www.nqas.nrcan.gc.ca). On y trouve aussi d'autres rapports publiés par cette division, notamment les versions précédentes du présent rapport. La version électronique est présentée en couleurs, mais la version imprimée n'est offerte qu'en noir et blanc. Les clients qui ont une imprimante couleur peuvent imprimer le rapport en couleurs à partir de la version présentée dans le site Web.

Pour obtenir une copie imprimée

Pour obtenir une copie du rapport en noir et blanc, veuillez composer le (613) 992-9612, envoyer votre demande par télécopieur au (613) 995-1913 ou envoyer un message électronique à Diane Boisjoli (dboisjol@nrcan.gc.ca).

Adresse postale

Ressources naturelles Canada
Division du gaz naturel
580, rue Booth, 17^e étage
Ottawa (Ont.) K1A 0E4

La Division du gaz naturel

Renseignements généraux sur la DGN

La DGN fait partie de la Direction des ressources pétrolières, qui compte aussi la Division du pétrole, la Division de la gestion des régions pionnières et la Division de la protection des infrastructures énergétiques.

La DGN fournit au ministre de RNCan et au gouvernement fédéral des renseignements et des conseils techniques, réglementaires, stratégiques et économiques sur les questions liées au gaz naturel.

En outre, la DGN avise le ministre de RNCan au sujet des questions liées aux obligations qu'il a en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la *Loi sur le Bureau de la sécurité des transports*. Enfin, elle gère le Secrétariat d'arbitrage des pipelines.

Vos commentaires sont importants

Nous apprécions vos commentaires, suggestions et questions. Les questions et commentaires qui concernent la revue de 2004 peuvent être adressés à Paul Cheliak au (613) 995-0422 (pcheliak@nrcan.gc.ca) ou à Dan Cowan au (613) 996-5411 (dcowan@nrcan.gc.ca). Les questions et commentaires qui concernent les perspectives jusqu'à 2020 peuvent être adressés à Kevin Fenech au (613) 992-8377 (kfenech@nrcan.gc.ca). Enfin, vous pouvez envoyer à la DGN vos suggestions et commentaires qui concernent n'importe quelle partie du rapport en remplissant la feuille de commentaires qui se trouve au verso du rapport (p 83).

Personnes-ressources à la DGN:

Directeur

Jim Booth (613) 992-9780 jbooth@nrcan.gc.ca

Adjoint administratif

Diane Boisjoli (613) 992-9612 dboisjol@nrcan.gc.ca

Agents

Bruce Akins (613) 943-2214 bakins@nrcan.gc.ca

Lynn Allinson (613) 996-1690 lyallins@nrcan.gc.ca

Lisane Bazinet (613) 995-5849 lbazinet@nrcan.gc.ca

Paul Cheliak (613) 995-0422 pcheliak@nrcan.gc.ca

Dan Cowan (613) 996-5411 dcowan@nrcan.gc.ca

Kevin Fenech (613) 992-8377 kfenech@nrcan.gc.ca

John Foran (613) 992-0287 jforan@nrcan.gc.ca

Pierre Langlois (613) 947-4260 plangloi@nrcan.gc.ca

Pat Martin (613) 947-6691 pmartin@nrcan.gc.ca

Bill Mertikas (613) 957-5664 bmertika@nrcan.gc.ca

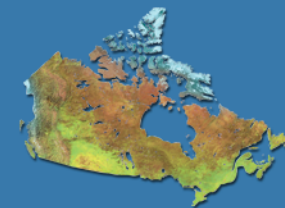
N° de télécopieur : (613) 995-1913

Gaz naturel canadien

Revue de 2004 et perspectives jusqu'à 2020

Table des matières

<u>Sommaire</u>	<u>i</u>	Annexes	
Partie 1 : Le marché nord-américain du gaz naturel		<u>A1 - Cours Intra-Alberta, AECO et NIT</u>	<u>67</u>
<u>Revue de 2004</u>	<u>1</u>	<u>A2 - Les liquides de gaz naturel canadiens</u>	<u>69</u>
<u>Perspectives à court terme</u>	<u>15</u>	<u>A3 - Gaz naturel liquéfié en Amérique du Nord</u>	<u>73</u>
<u>Perspectives jusqu'à 2020</u>	<u>21</u>	<u>A4 - Tableaux</u>	
Partie II : Le marché canadien du gaz naturel		<u>Liste des figures, cartes et tableaux</u>	<u>78</u>
<u>Revue de 2004</u>	<u>25</u>	<u>Liste des acronymes</u>	<u>79</u>
<u>Perspectives jusqu'à 2020</u>	<u>43</u>	<u>Unités de mesure et facteurs</u>	
Partie III : Le marché américain du gaz naturel		<u>de conversion</u>	<u>80</u>
<u>Revue de 2004</u>	<u>51</u>	<u>Vos commentaires sont importants</u>	<u>81</u>
<u>Perspectives jusqu'à 2020</u>	<u>61</u>	<u>Bibliographie et sources</u>	<u>82</u>



Sommaire

» Revue de 2004 et perspectives jusqu'à 2020

La situation en 2004

En 2004, la croissance de l'économie mondiale a atteint un sommet inégalé depuis 27 ans, à savoir 5,1 %. Parmi les pays du G7, ce sont les États-Unis qui ont enregistré les plus forts gains, c'est-à-dire une augmentation de 4,4 % du produit intérieur brut (PIB), comparativement à 2,8 % pour le Canada.

Pour la deuxième année consécutive, l'appréciation du dollar canadien a été le phénomène économique le plus marquant de l'année. En effet, la valeur du dollar canadien a augmenté en moyenne de 5 cents par rapport au dollar américain, après une augmentation de 7 cents en 2003. En 2004, les taux d'inflation et d'intérêt se sont maintenus à des niveaux exceptionnellement bas. De gros investissements ont été faits en raison du faible coût de l'emprunt. En 2004, les investissements dans le secteur de l'énergie ont dépassé ceux qui ont été faits dans tous les autres secteurs.

L'augmentation des prix de l'énergie a presque dépassé l'appréciation du dollar canadien pour ce qui est du phénomène économique le plus marquant de 2004. En effet, le prix du baril du pétrole brut a atteint un sommet de 50 \$US. On peut s'attendre, compte tenu des prévisions sur les prix et de la plupart des analyses, à ce que les prix demeurent élevés. Le prix élevé de l'énergie a annulé l'effet dépréciatif de l'appréciation du dollar canadien, ce qui a contribué à l'enregistrement d'un autre excédent commercial record au Canada.

Sommaire

Une nouvelle ère pour le marché nord-américain du gaz naturel

Au cours des années 1990, les prix du gaz naturel à l'installation de stockage de l'Alberta Energy Company (prix AECO ou NIT), qui est le principal point d'établissement des prix du gaz naturel au Canada*, ont été relativement bas, en moyenne de 1,68 \$CAN/GJ de 1991 à 1999. Cependant, depuis la mi-2000, les prix grimpent et se maintiennent à la hausse. De la mi-2000 à la fin de 2004, les prix en Alberta ont été en moyenne de 5,67 \$CAN/GJ.

Une nouvelle ère débute pour le marché nord-américain du gaz naturel. Les prix plus élevés, qui sont maintenant considérés comme caractéristiques du marché du gaz naturel, témoignent principalement de l'incapacité des producteurs nord-américains de gaz naturel de répondre à la demande toujours croissante.

La revue de 2004

En 2004, les prix du gaz naturel ont atteint des sommets record dans l'ensemble de l'Amérique du Nord. Au début de l'année, on a réussi à contrer les températures froides et à répondre à la grande demande grâce aux stocks importants; les prix se sont maintenus sous la barre du 7 \$CAN/GJ en Alberta. Cependant, ils ont commencé à augmenter au cours de l'été pour atteindre 7,12 \$CAN/GJ en juin. On attribuait cette hausse aux inquiétudes quant à la production de gaz naturel et à l'augmentation des prix mondiaux du pétrole brut. Le prix moyen AECO s'est maintenu entre 6 et 7,50 \$CAN/GJ pour le reste de l'année. En 2004, il était de 6,52 \$CAN/GJ, une croissance de 3 % par rapport à 2003 et de 65 % par rapport à 2002. Bien que le prix moyen du gaz naturel ait atteint des niveaux record en 2004 dans l'ensemble de l'Amérique du Nord, les consommateurs auraient pu payer beaucoup plus cher n'eût été les stocks record.

Le forage atteint des sommets record, la production demeure stable

Pour la deuxième année consécutive, les prix élevés du gaz naturel ont porté à des niveaux record les activités de forage dans l'ensemble de l'Amérique du Nord. Au Canada, un nombre inégalé de puits de gaz naturel ont été forés - 15 627, soit une augmentation de 15 % par rapport à 2003.

*L'annexe 1 contient une brève description du cours intra-Alberta du gaz naturel ainsi que de l'information sur le marché albertain du gaz naturel.

Sommaire (suite)

Les gisements de gaz naturel peu profonds qui se trouvent dans l'ouest de la Saskatchewan et l'est de l'Alberta continuent d'attirer l'attention des producteurs, parce qu'ils nécessitent un forage rapide et peu coûteux qui permet presque toujours de trouver du gaz naturel. Cependant, en 2004, les gisements de gaz naturel plus profonds situés dans la région de Foothills en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique ont aussi attiré beaucoup d'attention. En 2004, 75 % des puits de gaz naturel ont été forés dans des gisements peu profonds et 25 %, dans des gisements plus profonds. Ces pourcentages se comparent à ceux de 2003, qui étaient de 79 % et de 21 % respectivement. Grâce au plus grand nombre de forages profonds, on a découvert deux importants gisements de gaz naturel - un dans la région de Foothills en Alberta (par Shell) et l'autre dans le nord-est de la Colombie-Britannique (par Talisman).

Malgré le nombre record de puits forés en 2004, la production canadienne de gaz naturel s'est chiffrée au total à 5 906 milliards (10^9) de pieds cubes (pi^3) - une augmentation de moins de 0,5 % par rapport à 2003, qui faisait suite à deux années consécutives de diminution. La production canadienne totale se répartit comme suit entre les régions : Alberta, 79 %; Colombie-Britannique, 14 %; Saskatchewan, 4 %; Nouvelle-Écosse, 2 %; et Territoires du Nord-Ouest, Yukon et Ontario, 1 %. La course à la production dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) n'a jamais été aussi intense (c'est-à-dire qu'il faut forer de plus en plus de puits pour simplement maintenir la production).

En plus de cette course à la production dans le BSOC, la production de gaz naturel au Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a diminué pour la troisième année consécutive en 2004. Elle avait atteint un sommet en décembre 2001, c'est-à-dire une moyenne de près de $590 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$ par jour. Depuis, elle ne cesse de diminuer. En 2004, elle s'est chiffrée à $143 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, comparativement à $184 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 2002, malgré l'exploitation d'un cinquième champ - South Venture - qui a commencé à produire à la fin de 2004. Les exploitants de l'île de Sable espèrent maintenir la production en augmentant, en 2006, la compression dans les puits actuels.

Ce qui se passe aux États-Unis ressemble à ce qui se passe au Canada - plus d'activités de forage, mais qui n'ont aucun effet sur l'offre de gaz

naturel. Aux États-Unis, bien que le nombre d'appareils de forage ait augmenté de 17 % et le nombre de puits forés, de 15 %, la production a chuté de 1 % ($113 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). La plus grosse perte a été enregistrée dans la zone extracôtière du golfe du Mexique ($409 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), alors que des gains ont été enregistrés dans le Mid-Continent ($103 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) la zone côtière du golfe du Mexique ($103 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), et dans les Rocheuses ($109 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$).

Une croissance modeste de la demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis

En 2004, la demande de gaz naturel en Amérique du Nord a augmenté de près de 3 %, après une diminution de 4 % en 2003. La croissance de la demande dans l'ouest de l'Amérique du Nord a plus que compensé sa diminution modeste dans l'est du Canada et le nord-est des États-Unis. Par contre, la demande est restée stable, comparativement à 2003, dans les régions du sud et du centre des États-Unis.

Comparativement à 2003, la demande de gaz naturel au Canada a augmenté de $34 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou de 1,2 %. La demande principale et industrielle combinée a augmenté de $107 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ dans l'ouest du Canada et diminué de $36 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ dans l'est du Canada. La croissance de la demande principale est attribuable aux températures plus froides qui ont sévi dans l'ouest du Canada, alors que celle de la demande industrielle découle en grande partie de l'exploitation des sables bitumineux en Alberta.

Aux États-Unis, la demande de gaz naturel a augmenté de $441 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou de 2 %, comparativement à 2003. La diminution de la demande principale dans l'est ($210 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) a été plus que compensée par l'augmentation de la demande industrielle et de la demande d'électricité dans l'ouest ($470 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$). Après avoir diminué de plus de $1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ depuis 2001, la demande s'est stabilisée en 2004 dans la zone côtière du golfe du Mexique.

L'augmentation des importations américaines de GNL et des exportations canadiennes de gaz naturel compense la diminution de la production américaine.

En 2004, les États-Unis ont importé du gaz naturel liquéfié (GNL) par le biais de quatre terminaux récepteurs - (i) Lake Charles, Louisiane; (ii) Elba Island, Georgie; (iii) Cove Point, Maryland; et (iv) Everett, Massachusetts. Bien que la contribution du GNL à l'approvisionnement américain soit petite, elle continue d'augmenter : elle en représentait près de 3 % en 2004, comparativement à 2 % en 2003.

Sommaire (suite)

En 2002, les importations de GNL aux États-Unis ont atteint $229 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ et représenté 6 % de toutes les importations de gaz naturel. En 2004, les importations ont presque triplé par rapport à 2002. Elles sont en effet passées à $652 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, et ont représenté 16 % de toutes les importations aux États-Unis.

Les exportations canadiennes de gaz naturel brut vers les États-Unis ont augmenté de $110 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ et les importations américaines de GNL, de $145 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ - un total de $255 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$. Cette augmentation combinée a permis de compenser la plus grande partie de la diminution de 1 % ($113 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) de la production américaine de 2004.

Au total, les exportations matérielles du Canada vers les États-Unis se sont chiffrées à $3 \text{ } 602 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ en 2004, une augmentation de 3 % comparativement à 2003. Les importations canadiennes de gaz naturel auprès des États-Unis se sont chiffrées à $441 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ en 2004, un volume très similaire à celui de 2003 ($437 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$). Les exportations nettes de gaz naturel du Canada vers les États-Unis ont donc augmenté de 4 %, passant de $3 \text{ } 044 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ en 2003 à $3 \text{ } 161 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ en 2004.

Voici la ventilation régionale des exportations matérielles vers les États-Unis : une augmentation de 8 % des exportations vers l'ouest des États-Unis; une augmentation de 3 % des exportations vers le Midwest; et une diminution de 1 % des exportations vers le nord-est des États-Unis. L'augmentation des exportations est attribuable à l'augmentation de la production canadienne de gaz naturel, à une croissance minimale de la demande canadienne et à la forte demande industrielle et énergétique dans l'ouest des États-Unis.

Malgré l'appréciation du dollar canadien en 2004, qui a pour effet de réduire les recettes d'exportation, les recettes d'exportation à la frontière internationale ont atteint un nouveau record de plus de 26,7 milliards de dollars canadiens (G\$CAN). L'augmentation des volumes exportés et des prix du gaz naturel a favorisé l'augmentation des recettes d'exportation.

Des stocks record grâce aux importantes injections de l'été

En 2004, les stocks de gaz naturel ont atteint en Amérique du Nord un niveau record de $3 \text{ } 776 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, soit une augmentation de 4 % par

rapport à 2003 et de 6 % par rapport à 2002.

Il n'a pas été facile d'atteindre ces niveaux de stockage en 2004. En effet, au début de l'année, les températures froides ont fait grimper la demande des secteurs résidentiel et commercial, ce qui a nécessité d'importants retraits précoces de stocks. Au 1^{er} avril 2004 (le début de la saison des injections), le volume des stocks était donc de $1 \text{ } 162 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, une diminution de 8 % par rapport à la moyenne quinquennale.

Cependant, grâce aux températures fraîches qu'a connu l'ensemble de l'Amérique du Nord à l'été 2004, on a pu stocker le gaz naturel qui aurait normalement été utilisé pour alimenter les générateurs. Grâce aux importantes injections de stocks faites au cours de l'été, au 1^{er} novembre 2004 (le début de la saison des retraits), les stocks de l'Amérique du Nord se chiffraient à plus de $3 \text{ } 700 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$. À titre comparatif, la moyenne quinquennale pour le 1^{er} novembre est d'environ $3 \text{ } 430 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$.

En novembre et décembre 2004, les températures ont été plus douces qu'en 2003. C'est ainsi qu'à la fin de la saison de chauffage (avril 2005), les stocks de gaz naturel dépassaient de $215 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ ceux d'avril 2004.

Les prix élevés se maintiennent en 2004

L'équilibre précaire entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord ainsi que les prix mondiaux record du pétrole brut ont fait hausser à un niveau inégalé le prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis.

En 2004, le prix AECO moyen était 6,52 \$CAN/GJ, une augmentation de 3 % par rapport au record précédent établi en 2003, alors que le prix NYMEX moyen (principal point d'établissement du prix américain du gaz naturel en Louisiane) était de 6,30 \$US/MBTU.*

La plus importante augmentation de prix a été enregistrée dans les Rocheuses : 28 % par rapport aux prix moyens de 2003. Dans cette région, les prix continuent d'augmenter, au fur et à mesure que de nouveaux gazoducs transportent le gaz naturel vers les marchés du Pacific Northwest et de la Californie, ce qui permet d'équilibrer les prix entre les régions.

*Les cours canadiens du gaz naturel sont exprimés ordinairement en \$ CAN/gigajoule (GJ), tandis que les cours étatsuniens le sont en \$ US/million de BTU. Un GJ équivaut à peu près à 0,948 million de BTU. Les tableaux de l'annexe 4 présentent les abréviations des unités le plus couramment utilisées dans l'industrie nord-américaine du gaz naturel, ainsi que les facteurs de conversion des unités.

Sommaire (suite)

Depuis 2002, le prix a augmenté de 158 % dans les Rocheuses. Dans les marchés de l'Est (Dawn, Boston), les prix ont commencé à dépasser ceux de l'Ouest, principalement en raison des températures hivernales plus froides qu'a connues le nord-est des États-Unis. Il y a souvent une flambée des prix en hiver dans cette région, parce qu'il manque de gazoducs à Boston et à New York, où la demande est importante.

En outre, les prix du pétrole brut et du mazout léger (qui est obtenu par distillation au cours du raffinage du pétrole brut et qui est utilisé pour chauffer les locaux et produire de l'électricité) ont aussi un effet sur la demande et les prix du gaz naturel, puisque certaines entreprises remplacent le pétrole par du gaz naturel lorsque le prix du pétrole augmente.

Les prix du pétrole brut ont atteint des niveaux record récemment en raison de la forte demande mondiale et des événements perturbateurs survenus dans les pays producteurs, ce qui a ébranlé la fiabilité de l'approvisionnement. En 2004, la moyenne des cours du pétrole West Texas Intermediate (WTI) (le point de repère aux États-Unis) a été de 41,42 \$US/baril, une augmentation de 10,28 \$ ou de 33 % par rapport à 2003.

Le gaz naturel se vend toujours moins cher que le mazout léger, ce qui favorise la hausse de la demande et des prix du gaz naturel.

L'hiver 2004 a donné un répit aux consommateurs, puisque les niveaux de stockage étaient élevés et que l'ensemble de l'Amérique du Nord a connu un hiver plus doux que d'habitude. Sans ces facteurs atténuants, les prix du gaz naturel auraient pu atteindre d'autres niveaux record, comme en 2001 et 2003.

Les réserves canadiennes en baisse, les réserves américaines en hausse

En 2004, les producteurs ont tenté de maintenir les réserves de l'Amérique du Nord au niveau du début de l'année (les données sur les réserves sont décalées d'un an). Au 1^{er} janvier 2004, les réserves américaines comptaient $189 \cdot 10^{12}$ pi³, une augmentation de 2 % par rapport à l'année précédente, alors que les réserves canadiennes ont diminué de 4 % pour se chiffrer à $56,6 \cdot 10^{12}$ pi³, en raison des révisions à la baisse faites pour l'Alberta et les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse.

Gaz naturel canadien: Revue de 2004 et perspectives jusqu'à 2020

Les tendances observées pour les réserves constituent un excellent indicateur de la future production. Auparavant, lorsque la croissance des réserves était supérieure à celle de la production, cela signifiait que la production allait augmenter. Récemment, l'augmentation des réserves a été égale ou inférieure à celle de la production, ce qui annonce une offre stable à moyen terme.

Les perspectives à court terme - maintien des prix élevés et croissance limitée de la production

Les producteurs de gaz naturel se sont efforcés de répondre à la demande. C'est pourquoi le prix courant du gaz naturel témoigne de l'équilibre très précaire qui existe entre l'offre et la demande de gaz naturel.

Les prix du gaz naturel ont connu une croissance constante depuis 2003. Cette année-là, le prix courant moyen de l'Alberta était de 6,31 \$CAN/GJ. En 2004, il était de 6,52 \$/GJ et, au cours des neuf premiers mois de 2005, de 7,09 \$/GJ.

On s'attend à ce qu'à court terme (d'ici la fin de 2006), les prix du gaz naturel en Amérique du Nord dépendent en grande partie des niveaux de stockage, de la température, de la vigueur de l'économie, de l'augmentation des activités de forage et de l'offre, ainsi que des prix mondiaux du pétrole brut.

Le 1^{er} avril 2005, il fallait injecter environ $2 \cdot 123 \cdot 10^9$ pi³ dans les stocks de gaz naturel pour que leur volume atteigne $3,5 \cdot 10^{12}$ pi³ avant le 1^{er} novembre 2005, soit $215 \cdot 10^9$ pi³ de moins que le 1^{er} avril 2004. Cependant, au 1^{er} septembre 2005, il fallait encore injecter $406 \cdot 10^9$ pi³ de gaz naturel pour atteindre l'objectif prévu pour le 1^{er} novembre 2005, qui est supérieur de 30 % au volume de septembre 2004. La diminution des stocks excédentaires de l'Amérique du Nord en 2005 résulte de l'augmentation de la demande d'électricité produite à l'aide du gaz naturel pour alimenter les climatiseurs au cours de l'été exceptionnellement chaud, ainsi que de l'arrêt de la production dans le golfe du Mexique en raison des ouragans Katrina et Rita.

La température sera le principal facteur qui influera sur les prix du gaz naturel au cours de la saison hivernale de 2005-2006. Si les températures sont beaucoup plus froides que d'habitude, les prix du gaz naturel augmenteront probablement encore. Inversement, si les températures sont clémentes, les prix du gaz naturel pourraient diminuer.

Sommaire (suite)

En plus des niveaux de stockage et des températures, les activités de forage, la production de gaz naturel et les prix du pétrole brut influenceront sur les prix du gaz naturel. Selon les prévisions de l'ONE, près de 17 000 puits seront forés en 2005, ce qui dépasse le nombre record enregistré l'année passée. On s'attend à ce qu'en 2005 et 2006, la production canadienne de gaz naturel soit similaire à celle de 2004, malgré le nombre record de puits forés au cours des dernières années.

En outre, le prix élevé du pétrole brut contribue à la hausse des prix du gaz naturel. Au cours du premier semestre de 2005, le prix moyen du pétrole brut WTI était de 51,39 \$US/baril, une augmentation de 40 % par rapport à 2004.

Compte tenu de ces facteurs, on s'attend à ce que les prix du gaz naturel demeurent élevés à court terme et à ce que le prix moyen de l'Alberta soit de 12,50 \$CAN/GJ entre novembre 2005 et mars 2006.

Perspectives jusqu'à 2020 - la transformation de l'approvisionnement en gaz naturel

Pour formuler des prévisions à long terme au sujet des éléments fondamentaux du marché du gaz naturel, nous (la DGN) avons eu recours aux prévisions de l'ONE (Canada) et de l'EIA (États-Unis), diffusées publiquement, ainsi qu'aux prévisions formulées par divers consultants engagés par le Ministère.

Nous avons fait la moyenne de ces prévisions pour élaborer un scénario « consensuel ». Ainsi, nous avons supposé que la demande de gaz naturel en 2020 correspondra à la moyenne de certaines prévisions concernant la demande de 2020. Notre intention est simplement de permettre aux lecteurs de comprendre la gamme des points de vue exprimés par diverses sources.

Selon les prévisions, en 2020, la demande de gaz naturel atteindra environ $28,4 \cdot 10^{12}$ pi³ aux États-Unis et $4,1 \cdot 10^{12}$ pi³ au Canada, ce qui fait un total de $32,5 \cdot 10^{12}$ pi³ pour l'Amérique du Nord. Il s'agit d'une augmentation de $7,2 \cdot 10^{12}$ pi³ ou de 28 % par rapport à la demande réelle de 2004 et d'une augmentation annuelle moyenne d'environ 1 %. La Demande industrielle et la production d'électricité devraient être les principaux facteurs de cette augmentation.

Voici comment on comblera la demande en 2020 : une production de $19 \cdot 10^{12}$ pi³ dans les 48 états contigus des États-Unis; une production de $1,9 \cdot 10^{12}$ pi³ en Alaska ; une production de gaz naturel classique de $3,1 \cdot 10^{12}$ pi³ dans l'Ouest canadien; une production de gaz naturel non classique de $1 \cdot 10^{12}$ pi³ dans l'Ouest canadien; une production de $0,5 \cdot 10^{12}$ pi³ dans la plate-forme néo-écossaise; une production de $0,6 \cdot 10^{12}$ pi³ dans le delta du MacKenzie; des importations canadiennes de GNL de $0,4 \cdot 10^{12}$ pi³; et des importations américaines de GNL de près de $6 \cdot 10^{12}$ pi³.

Selon ces prévisions, l'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel sera très différent en 2020, comparativement à la situation actuelle. Ainsi, en 2004, la production de gaz naturel classique dans l'Ouest canadien se chiffrait à environ $5,7 \cdot 10^{12}$ pi³, ce qui représente environ 23 % de l'approvisionnement total de l'Amérique du Nord en gaz naturel. Cependant, d'ici 2020, on s'attend à ce que cette production soit d'environ $3 \cdot 10^{12}$ pi³, représentant seulement 10 % du total de l'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel.

Les diminutions prévues de la production de gaz naturel classique sont largement compensées par les prévisions à la hausse concernant la production de gaz naturel non classique dans l'Ouest canadien, la production de gaz naturel dans le delta du Mackenzie et en Alaska, ainsi que l'importation de GNL en Amérique du Nord, y compris au Canada.

En 2020, on devrait importer en Amérique du Nord environ $6,4 \cdot 10^{12}$ pi³ de GNL, ce qui se compare aux prévisions consensuelles de l'année passée, qui étaient de $4,4 \cdot 10^{12}$ pi³. En 2020, les importations de GNL devraient représenter environ 20 % du total de l'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel. Aujourd'hui, elles ne représentent que 2 % de ce total.

On a tenu compte du gaz naturel du delta du Mackenzie pour établir les prévisions sur la production canadienne. Selon la moyenne des prévisions, la production de gaz naturel dans le delta du MacKenzie devrait se chiffrer, d'ici 2020, à environ $0,62 \cdot 10^{12}$ pi³ ou à $1,7 \cdot 10^9$ pi³/j. Elle devrait donc représenter près de 2 % de l'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel.

Les prévisions sur l'approvisionnement total des États-Unis tiennent compte de l'éventuelle production de gaz naturel sur le versant nord de l'Alaska. Selon les pronostiqueurs interrogés, la production de gaz naturel en Alaska devrait se chiffrer en moyenne à $1,9 \cdot 10^{12}$ pi³ ou à environ $5,1 \cdot 10^9$ pi³/j d'ici 2020. Elle représenterait alors près de 6 % de l'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel.

Sommaire (suite)

Un consensus se dégage des diverses prévisions : il y aura une production de gaz naturel dans le delta du Mackenzie et en Alaska. Cependant, les observateurs ne s'entendent pas au sujet de la date à laquelle ce gaz naturel sera disponible.

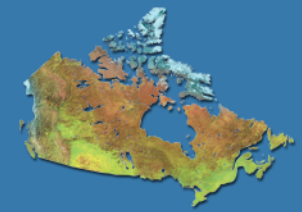
Le prix nominal du gaz naturel aux États-Unis devrait être en moyenne de 5,55 \$US/MMBTU entre 2005 et 2015, et atteindre près de 6,50 \$ d'ici 2020. Le prix nominal de l'Alberta devrait se situer en moyenne à 6,25 \$CDN/GJ entre 2005 et 2015, et atteindre environ 6,75 \$ d'ici 2020.

Les prévisions à long terme sont habituellement établies sur une base annuelle, alors que les prévisions à court terme sont habituellement mises à jour tous les mois pour tenir compte des conditions du marché. Les prévisions à court terme du prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, que l'on trouve aux pages 18 et 19 du rapport sont plus récentes (4^e trimestre 2005) que les prévisions à long terme (1^{er} trimestre 2005), et donnent donc une idée plus juste des prix élevés qui prévalent actuellement.

La prévision consensuelle sur les exportations est basée sur diverses opinions au sujet de la production et de la demande canadiennes de gaz naturel. Selon cette prévision, les exportations nettes demeureront relativement stables au cours de la période 2005-2020, variant de $2,5 \cdot 10^{12}$ pi³ à $3,2 \cdot 10^{12}$ pi³ par année.

Compte tenu des hypothèses au sujet de la production et des exportations canadiennes de gaz naturel et des prévisions au sujet des prix, les produits nets des producteurs à la sortie de l'usine qui sont attribuables à la vente de gaz naturel devraient se chiffrer à 48,4 G\$ d'ici 2020, dépassant le cap de 41,5 G\$ atteint en 2004.

Dans l'ensemble, les prévisions au sujet des éléments fondamentaux du marché du gaz naturel laissent envisager un léger ralentissement de la croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, par rapport à la croissance d'environ 2 % par année qui a été enregistrée au cours de la dernière décennie. Ce ralentissement résulte des prix élevés du gaz naturel. On s'attend aussi à ce que l'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel change, puisqu'on produira davantage de gaz naturel non classique, qu'on produira du gaz naturel dans le delta du Mackenzie et en Alaska et que les importations de GNL augmenteront.



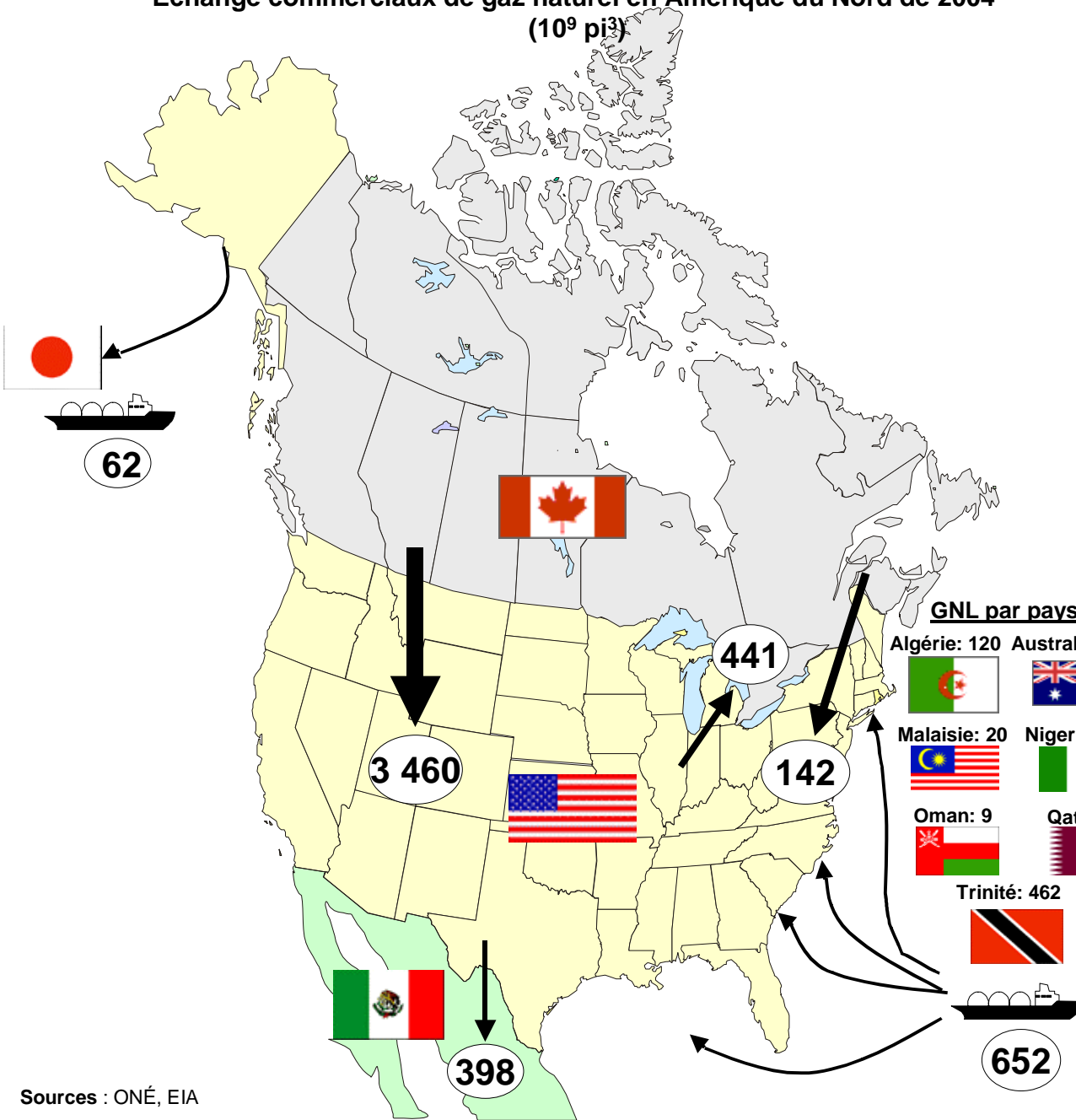
Partie I : Marché nord-américain du gaz naturel

» Revue de 2004

Carte 1

Échange commerciaux de gaz naturel en Amérique du Nord de 2004

(10⁹ pi³)



La carte 1 résume les échanges commerciaux de gaz naturel en Amérique du Nord. Le Canada fournit aux États-Unis environ 15 % du gaz dont ils ont besoin tous les jours. La plupart de ce gaz vient directement de l'Ouest canadien, mais il en vient aussi une petite partie de l'Est du Canada. Le Canada est un exportateur net de gaz naturel, mais il en importe un peu dans le Sud de l'Ontario.

Les États-Unis sont un importateur net de gaz naturel. Leurs importations viennent du Canada (85 %) et de l'étranger, sous forme de GNL (15 %).

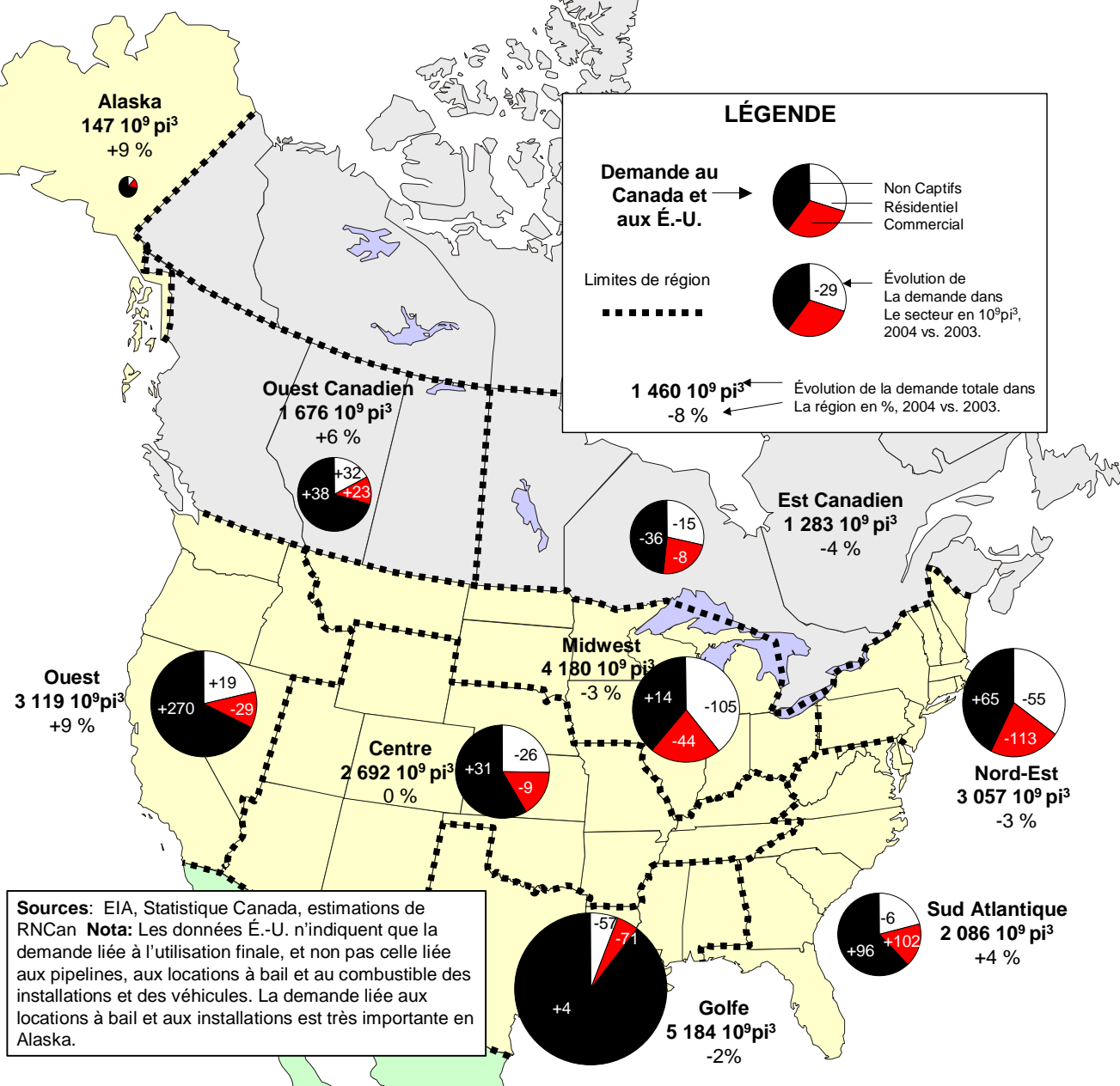
En 2004, Trinidad et l'Algérie ont été les principaux fournisseurs de GNL des États-Unis. Les importations de GNL devraient continuer de progresser dans les prochaines années, à mesure que seront construits de nouveaux terminaux de réception de GNL au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

Les États-Unis exportent un peu de gaz naturel sous forme de GNL de l'Alaska vers le Japon.

Les États-Unis, qui ont déjà été un importateur net de gaz naturel du Mexique, y ont exporté (sans importations) près de 400 10⁹ pi³ en 2004.

Sources : ONÉ, EIA

Carte 2 Régions du marché du gaz au Canada et aux États-Unis de 2004 (10⁹ pi³)



Sources: EIA, Statistique Canada, estimations de RNCan **Nota:** Les données É.-U. n'indiquent que la demande liée à l'utilisation finale, et non pas celle liée aux pipelines, aux locations à bail et au combustible des installations et des véhicules. La demande liée aux locations à bail et aux installations est très importante en Alaska.

La carte 2 précise l'ampleur et l'emplacement de la demande nord-américaine de gaz naturel. Elle illustre également la variation de la demande par rapport à l'année précédente, par région et par secteur.

La progression de la consommation industrielle et un hiver plus rigoureux que d'habitude dans l'Ouest du Canada ont fait augmenter de 6 % la demande dans cette région en 2004. Le contraire s'est produit dans l'Est du Canada, une saison de chauffage plus chaude que d'habitude ayant contribué à un fléchissement de 4 % de la demande. Cette réduction de la demande dans l'Est du pays s'est répartie de façon assez proportionnelle entre les différents secteurs de l'économie.

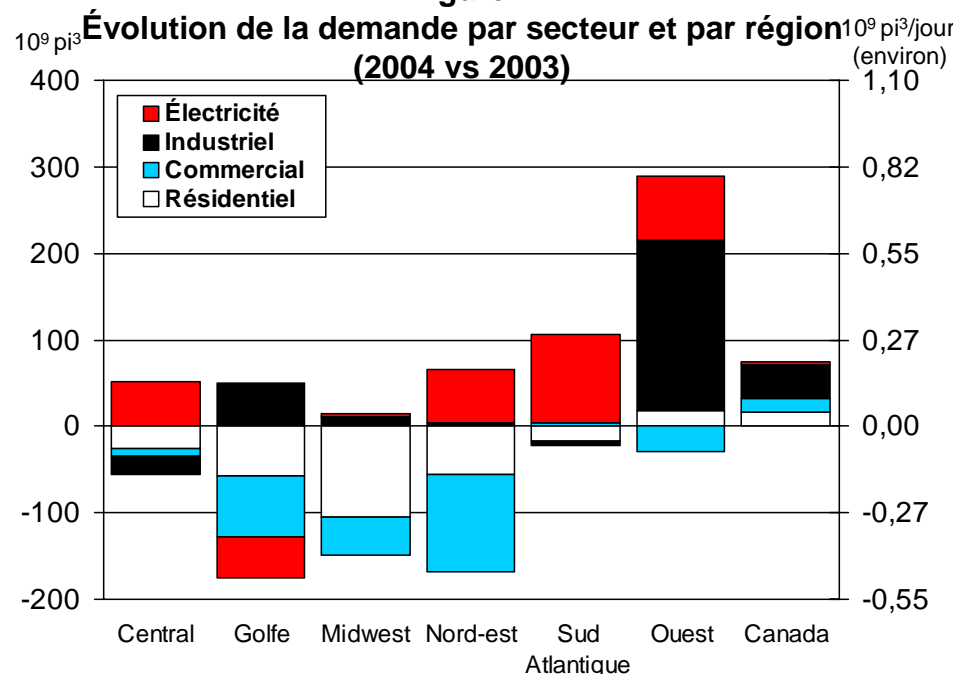
Aux États-Unis, le changement le plus marqué de la demande a été observé dans l'Ouest, en grande partie en raison de l'utilisation beaucoup plus grande du gaz naturel pour la production d'électricité et la consommation industrielle.

Tableau 1
Demande de gaz nord-américaine

	2004 (10 ⁹ pi ³)	2003 (10 ⁹ pi ³)	Différence (10 ⁹ pi ³)	Change- ment (%)
Secteur résidentiel É.-U.	4 879	5 078	-199	-3,9 %
Secteur commercial É.-U.	2 984	3 217	-233	-7,2 %
Secteur industriel É.-U.	7 399	7 139	260	3,6 %
Électricité É.-U.	5 352	5 135	217	4,2 %
Autre - É.-U. ¹	1 802	1 803	-1	-0,2 %
Demande intérieure É.-U.	22 416	22 372	44	0,2 %
Exportations américaines de GNL	62	64	-2	-3,1 %
Exportations américaines au Mexique	397	333	64	19,2 %
Disposition totale aux É.-U.	22 875	22 769	106	0,5 %
Secteur résidentiel canadien	658	641	17	2,6 %
Secteur commercial canadien	498	484	15	3,1 %
Secteur industriel canadien	1 045	1 005	40	4,0 %
Secteur électricité canadien	298	295	3	1,1 %
Canada autre ²	460	500	-40	-8,1 %
Demande totale canadienne	2 959	2 925	34	1,2 %
DEMANDE A.N. TOTALE	25 375	25 297	78	0,3 %
DISPOSITION A.N. TOTALE	25 834	25 694	140	0,5 %

Sources: EIA, Statistiques Canada **Nota:** ¹ Autre comprend l'utilisation pour la transmission et distribution, et autoconsommation et combustible de pipeline et de véhicule. ² Autre comprend le carburant pour les compresseurs de pipeline, le carburant nécessaire au traitement et les pertes de transport.

Figure 1



Le tableau 1 révèle que la demande nord-américaine de gaz naturel a progressé de 0,3 % en 2004, après avoir reculé de 4 % en 2003.

La demande américaine totale a augmenté de 0,2 % en 2004, car les pertes subies dans les secteurs de la demande résidentielle et commerciale aux États-Unis ont été largement compensées par la hausse pour la transformation industrielle et pour la production d'électricité. L'accroissement de la demande industrielle témoigne de la vigueur de l'économie américaine. L'augmentation des exportations vers le Mexique a aussi stimulé la disposition totale aux États-Unis.

La demande a augmenté dans tous les secteurs de l'économie canadienne, où la hausse pour la production de l'électricité a été de 1 % et celle pour transformation industrielle, de 4 %, la seule exception étant les secteurs autres, où la demande a reculé de 8 %.

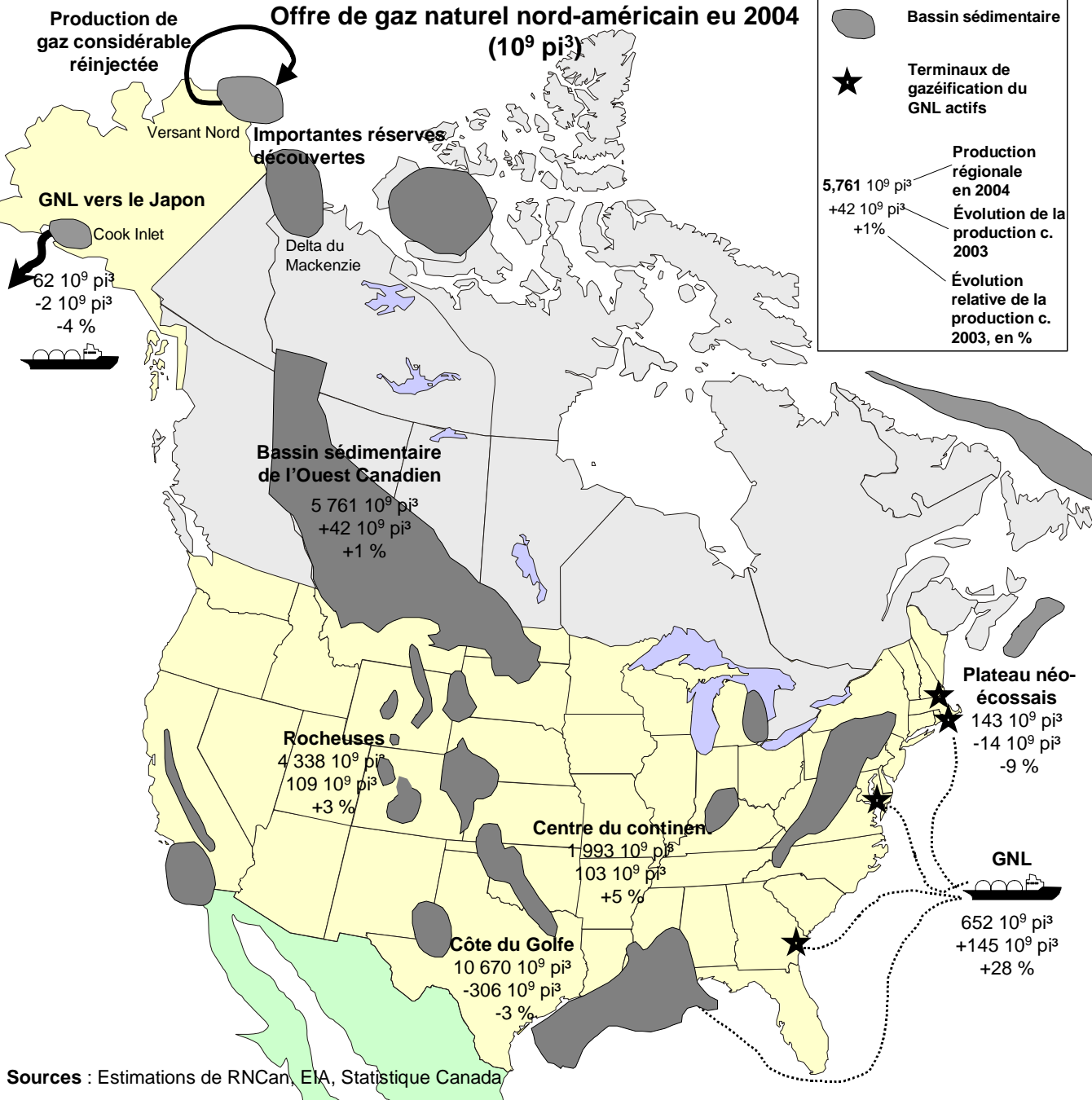
La figure 1 illustre la demande nord-américaine de gaz naturel, ventilée par région et par secteur. La demande dans les secteurs non captifs de l'économie (production d'électricité et transformation industrielle) a augmenté dans la plupart des régions de l'Amérique du Nord et constitue la majorité de la progression de la demande. La hausse marquée de la consommation de gaz naturel dans l'Ouest témoigne de l'augmentation des exportations canadiennes vers cette région.

La production d'électricité a été le principal moteur de la croissance de la demande dans la plupart des régions.

La demande sur la Côte du golfe aux États-Unis semble s'être stabilisée, après s'être délestée de plus de 600 10⁹ pi³ de gaz naturel en 2003.

Carte 3

Offre de gaz naturel nord-américain eu 2004 (10⁹ pi³)



La carte 3 illustre les principaux bassins producteurs de gaz naturel du Canada et des États-Unis. En 2004, l'offre nord-américaine a baissée de 0,1 % sous l'effet combiné du recul de la production aux États-Unis, d'une légère hausse de la production au Canada, et de la hausse des importations de GNL aux États-Unis.

Au Canada, la production du BSOC a progressé de 1 % (42 10⁹ pi³) en 2004, après un repli de 4 % en 2003, alors que la production de l'île de Sable poursuivait son recul, diminuant de 9 % (14 10⁹ pi³).

Aux États-Unis, la production a fléchi de 1 %. Sur la Côte du golfe (terrestre et extracôtère), la production a reculé de 306 10⁹ pi³, soit 3 %; au Centre du continent, elle a augmenté de 103 10⁹ pi³, ou 5 %; et dans les Rocheuses, elle a augmenté 109 10⁹ pi³.

Les importations de GNL, qui ont bondi de 28 % ou 145 10⁹ pi³, ont partiellement compensé le recul de la production intérieure des États-Unis.

En 2004, les importations américaines de GNL ont représenté presque 3 % de l'offre de gaz naturel aux États-Unis. Le GNL continu de devenir une source de gaz naturel de plus en plus importante en Amérique du Nord.

Sources : Estimations de RNCan, EIA, Statistique Canada

Tableau 2
Offre de gaz naturel nord-américaine

	2004 (10 ⁹ pi ³)	2003 (10 ⁹ pi ³)	Change- ment (10 ⁹ pi ³)	Change- ment %
Golfe zone terrestre ¹	6 866	6 763	103	2 %
Golfe zone extracôtière ²	3 804	4 213	- 409	-10 %
Total pour le Golfe	10 670	10 975	- 306	-3 %
Centre du continent É.-U. ³	1 993	1 890	103	5 %
Rocheuses américaines ⁴	4 338	4 228	109	3 %
Autres, É.-U.	1 923	1 942	- 20	-1 %
Production É.-U. totale	18 923	19 036	- 113	-1 %
Ouest canadien ⁵	5 761	5 719	42	1 %
Plateau néo-écossais	143	157	- 14	-9 %
Production canadienne totale⁶	5 904	5 876	28	0,5 %
TOTAL DE PRODUCTION A.N.	24 827	24 912	- 85	-0,3 %
Importations nettes de GNL aux É.-U.	590	445	145	33 %
Importations nettes du Mexique	- 398	- 333	- 65	20 %
Suppléments, É.-U. ⁷	55	65	- 10	-15 %
TOTAL DE L'OFFRE A.N.	25 074	25 089	- 16	-0,1 %
Sources: EIA, Statistique Canada, estimations de RNCan. Nota: La production canadienne correspond au gaz commercialisable, auquel sont ajoutées les pertes en cours de retraitement. ¹ AL, LA, MS, TX. ² Zone fédéral du golfe du Mexique. ³ KS, OK. ⁴ CO, NM, UT, WY. ⁵ Inclut une production minime de l'Ontario. ⁶ La production canadienne correspond au gaz commercialisable, auquel s'ajoutent les pertes en cours de retraitement. ⁷ Gaz naturel de synthèse, air propané, gaz de raffinerie, gaz provenant de la biomasse, air injecté pour stabiliser le contenu calorifique et gaz manufacturé mélangé et distribué avec du gaz naturel.				

Tableau 3

Indicateurs de forages gaziers nord-américains

	2004	2003	Change- ment (04 vs. 03)	Change- ment (%)
Installations actives de forage orientées gaz et pétrole:				
Golfe zone terrestre ¹	594	523	71	13 %
Golfe zone extracôtière ²	92	105	- 13	-13 %
Total pour le Golfe	686	629	57	9 %
Centre continent américain ³	172	142	30	21 %
Rocheuses américaines ⁴	217	174	43	25 %
Autres États-Unis ⁵	117	107	10	9 %
Total pour les États-Unis	1 192	1 052	140	13 %
Total des puits de gaz forés aux É.-U.	21 739	18 907	2 832	15 %
Installations de forages gaziers:⁶	1 023	871	152	17 %
Nombre de forages gaziers au Canada:				
Canada faible profondeur ⁷	11 664	10 982	682	6 %
Canada grande profondeur ⁸	3 963	2 950	1 013	34 %
Total pour le Canada⁹	15 627	13 932	1 695	12 %
Puits de gaz forés en Amérique du nord	37 366	32 839	4 527	14 %
Sources: Texas RRC, Baker Hughes, Daily Oil Bulletin. Nota: ¹ AL, LA, MS & TX côtier. ² AL, LA, MS & TX zone extracôtière ³ AR, KS & OK. ⁴ CO, NM, UT & WY. ⁵ Reste des États-Unis ⁶ Compte hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz. ⁷ Les puits de gaz de l'Alberta à est du 4e méridien, auxquels sont ajoutés les puits de gaz de la Saskatchewan. ⁸ Les puits de gaz de l'Alberta à l'ouest du 5e et du 6e méridien, auxquels sont ajoutés tous les puits de gaz de la Colombie-Britannique. ⁹ Nombre total des puits de gaz de l'Ouest canadien.				

Le tableau 2 compare les sources régionales de gaz naturel américaines et canadiennes au cours des deux dernières années. La production nette totale nord-américaine a reculé de 16 10⁹ pi³ en 2004. Les augmentations de production aux États-Unis des régions terrestres n'ont pu compenser les pertes considérables subies dans la région extracôtière du golfe du Mexique. Les ajouts à l'offre proviennent surtout des importations de GNL et des Rocheuses américaines. Au Canada, la production a augmenté de 28 10⁹ pi³, soit moins de 1 %.

Le tableau 3 fait un survol des forages pétroliers et gaziers en Amérique du Nord en 2003 et en 2004. Aux États-Unis, l'activité de forage s'est intensifiée de 15 %, conséquence directe du plus grand nombre d'installations actives de forage pétrolier, qui ont représenté 92 % de toutes les installations actives en 2004, comparativement à 84 % en 2003.

Au Canada, l'activité de forage s'est intensifiée de 12 %, avec plus de 15 000 puits forés pour la première fois de son histoire.

Si on fait exception de la zone extracôtière du golfe du Mexique, le forage a augmenté partout en Amérique du Nord en 2004.

Carte 4

Projets de terminaux d'importation de GNL en Amérique du Nord

La carte 4 présente un résumé des terminaux d'importation de GNL en place, ainsi que des projets présentés et possibles. Les promoteurs de GNL ont proposé la construction de 56 nouveaux (nouveaux site)¹ terminaux (en mai 2005) au Canada, aux États-Unis, au Mexique et dans les Bahamas. Les projets en sont à divers stades (c'est-à-dire qu'il y a des terminaux en cours de construction sur la Côte du golfe du Mexique aux États-Unis et au Mexique, tandis que d'autres promoteurs n'ont pas encore déposé leurs projets auprès des organismes de réglementation).

Si tous les terminaux d'importation du GNL proposés étaient construits, ils pourraient répondre à presque 90 % de la demande nord-américaine actuelle.

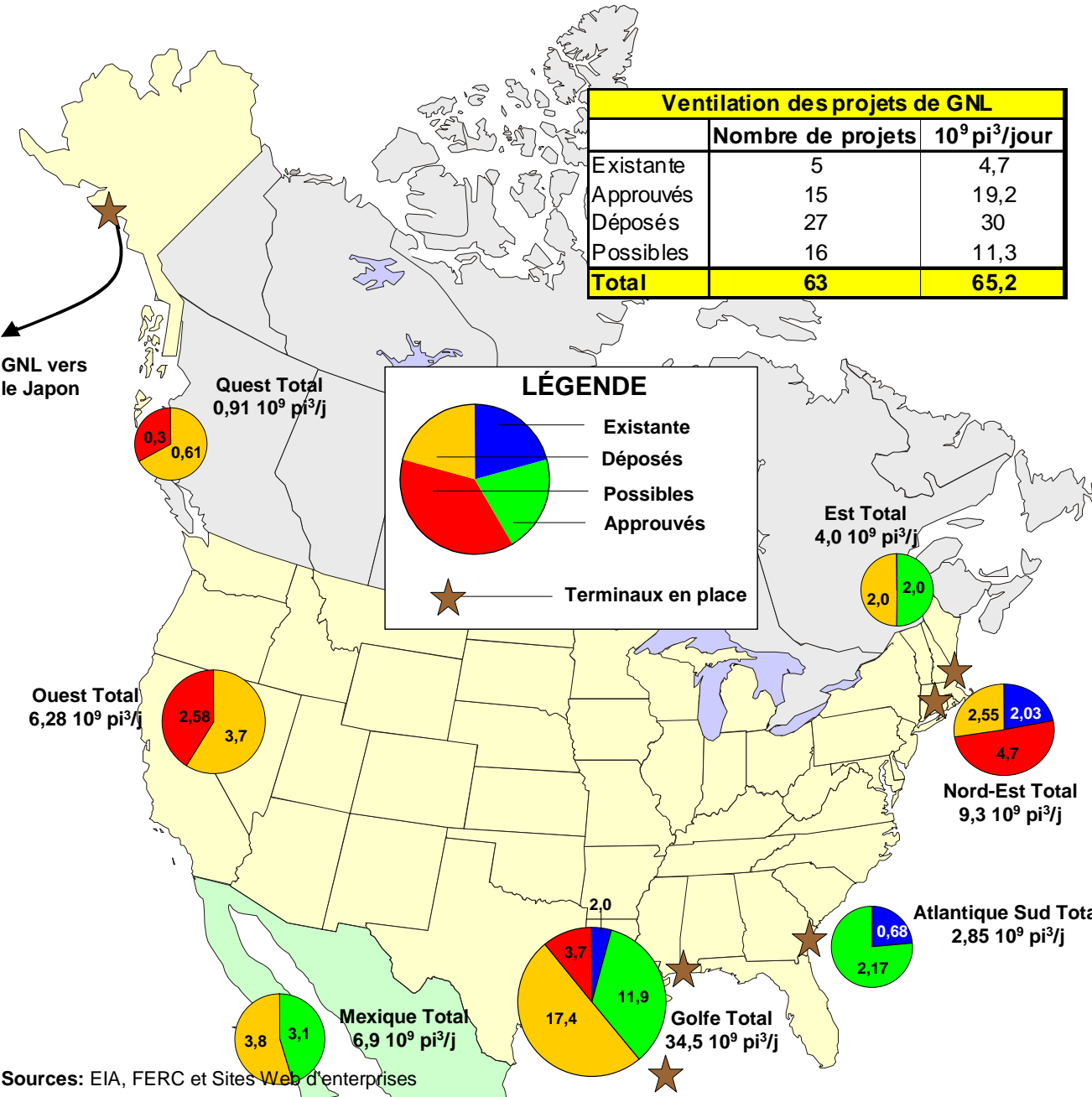
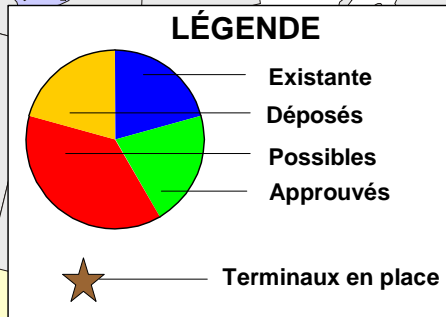
Les organismes de réglementation du Canada, des États-Unis et du Mexique ont approuvé la construction de 13 nouveaux terminaux d'importation de GNL dont la capacité s'établirait à environ 17,6 10⁹ pi³/j.

Au total, 43 autres projets de construction de terminaux de GNL (c'est-à-dire 33 aux États-Unis, 5 au Mexique et 5 au Canada) pourraient fournir presque 42 10⁹ pi³/j de capacité d'expédition de gaz naturel. Les organismes de réglementation ont reçu 24 de ces 43 projets, soit 4 au Canada et 20 aux États-Unis.

On trouvera à l'annexe 3 de plus amples renseignements sur l'expansion du réseau de GNL en Amérique du Nord.

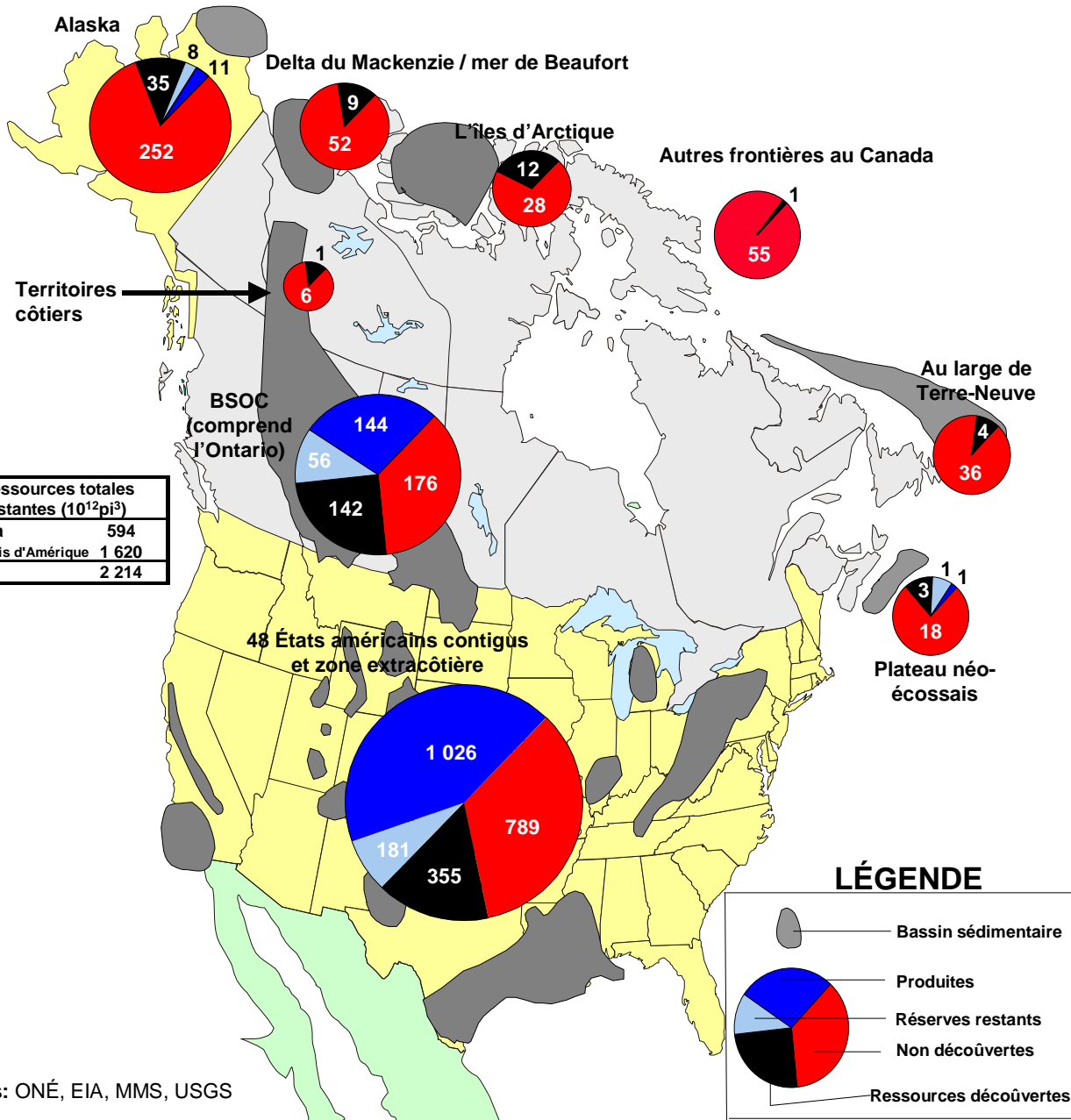
¹Ce chiffre n'englobe pas les cinq terminaux américains actuels d'importation de GNL en place, ni l'agrandissement approuvé du terminal de Lake Charles (Louisiane) et du terminal d'Elba Island (Géorgie).

Ventilation des projets de GNL		
	Nombre de projets	10 ⁹ pi ³ /jour
Existante	5	4,7
Approuvés	15	19,2
Déposés	27	30
Possibles	16	11,3
Total	63	65,2



Sources: EIA, FERC et Sites Web d'entreprises

Carte 5 Ressources et réserves de gaz au Canada et aux États-Unis (10^{12} pi³)



La carte 5 présente des renseignements sur l'emplacement et l'ampleur de la production cumulée, des réserves, des ressources découvertes et des ressources non découvertes de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.

La production nord-américaine cumulée s'établit à $1\,170\,10^{12}$ pi³, soit $1\,026\,10^{12}$ pi³ aux États-Unis et $144\,10^{12}$ pi³ au Canada.

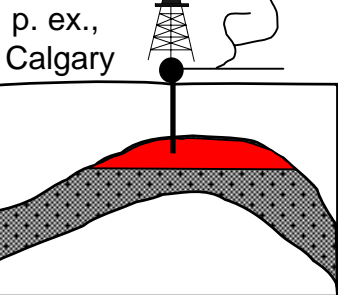
Selon les estimations les plus récentes, le potentiel ultime de gaz naturel au Canada, réserves prouvées y compris, est de $594\,10^{12}$ pi³.

L'ONE estime que le BSOC recèle $80\,10^{12}$ pi³ de ressources en gaz naturel non classique non découvertes. Le gaz naturel non classique comprend le méthane de gisements houillers, le gaz de réservoir étanche et le gaz de schiste.

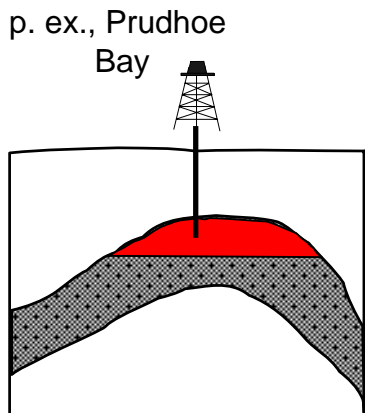
D'après les estimations du MMS et de l'USGS, les ressources fondamentales en gaz naturel des États-Unis, réserves prouvées y compris, s'élèvent à $1\,620\,10^{12}$ pi³.

Figure 2

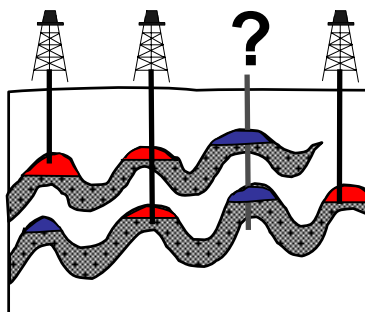
Réserves et ressources de gaz naturel : définitions



Réserves prouvées : Quantités estimatives de gaz dans des gisements de gaz exploités, situés à proximité de gazoducs et de marchés. Les exploitants ont la certitude de pouvoir récupérer des volumes de gaz donnés au cours des années à venir, compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles.



Ressources découvertes : Quantités estimatives de gaz dans les gisements en exploitation trop éloignés pour être raccordés à des gazoducs ou pour que le gaz soit acheminé à des marchés. À la suite de la construction de pipelines, les volumes de gaz seraient récupérables compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles.



■ Prouvées ou découvertes
 ■ Non découvertes

Ressources non découvertes : Estimations, établies par inférence sur la base de données géologiques, des volumes de gaz jugés récupérables compte tenu des conditions technologiques et économiques actuelles ou prévues mais pas encore découvertes grâce au forage. Les volumes en question sont susceptibles d'être situés à proximité de gazoducs ou non.

Source : RNCan

Tableau 4

Réserves et ressources de gaz naturel en Amérique du Nord

(10 ¹² pi ³)	Réserves prouvées (1 ^{er} janv. 2004) ¹	Ressources découvertes ²	Ressources non découvertes	Totalité des ressources restantes
Alberta	42,5	122	62	227
Colombie-Britannique	9,2	14	27	50
Saskatchewan	3,1	5	1	9
Territoires Terrestre	0,4	1	6	7
Ressources non-classiques ³	0	0	80	80
Total Ouest Canadien	55,2	142	176	373
Ontario	0,4	1	1	2
Nouvelle-Écosse	0,8	3	18	22
Total Est Canadien	1,2	4	19	24
Grands bancs et Labrador	0	4	36	40
Mackenzie/Beaufort	0	9	52	61
L'île d'Arctic	0	12	28	40
Autres Frontière	0	1	55	56
Total, Frontière	0	26	171	197
Total, Canada⁴	56	171	366	594
Zone côtière des É.-U. et zones extracôtières des États	148	322	320	790
Zone fédérale extracôtière des É.-U.	22	68	362	452
Ressources non-classique ³	19	0	359	377
Total, É.-U.	189	390	1 041	1 620
TOTAL, A.N.	245	561	1 407	2 214

Sources: ONÉ, ACPP, EIA, USGS, MMS **Nota:** ¹ Les ressources estimatives sont fondées sur les dernières estimations de l'ONÉ, du USGS et du MMS. Les données n'ont pas nécessairement été produites pendant l'année en cours ni au même moment. ² Les ressources découvertes excluent les réserves ³ Le gaz naturel non classique se compose du méthane de gisements houillers, du gaz de schiste et du gaz de réservoir étanche. ⁴ Les données sur les réserves canadiennes proviennent de l'ACPP. Toutes autres données des ressources canadiennes proviennent de l'ONÉ. Ressources en gaz naturel classique du Canada, avril 2004 et de l'ONÉ, L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025, juillet 2003, aussi de <<Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta >> (2005), de l'ONÉ et de l'AEUB.

Le tableau 4 fait état des réserves prouvées et des ressources découvertes et non découvertes.

Les ressources fondamentales totales restantes en gaz naturel des États-Unis, réserves prouvées y compris, totalisent 1 620 10¹² pi³. Si l'on tient des niveaux de production intérieure de 2004, les États-Unis disposent de suffisamment de gaz naturel pour répondre à leurs besoins durant 86 ans environ.

Selon les estimations formulées par l'ONÉ et l'ACPP, le Canada possède encore des ressources fondamentales totales en gaz naturel, réserves prouvées y compris, de 594 10¹² pi³. Compte tenu des niveaux de production intérieure de 2004, le Canada pourrait subvenir à ses besoins en gaz naturel pendant environ 100 ans.

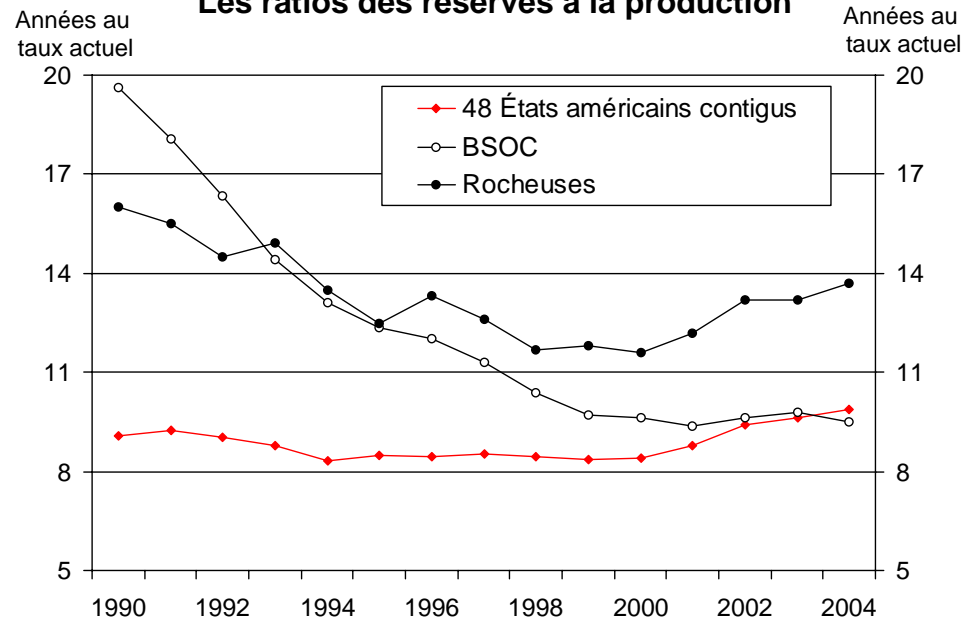
Tableau 5
Réserves de gaz naturel en Amérique du Nord

(10 ¹² pi ³)	1 ^{er} janv. 2004	1 ^{er} janv. 2003	Change-ment (10 ¹² pi ³)	Change-ment (%)
Golfe zone terrestre ¹	60,1	57,9	2,2	4 %
Golfe zone extracôtière ²	22,0	24,7	-2,7	-11 %
Total pour le Golfe	82,1	82,5	-0,4	0 %
Centre continent américain ³	21,9	21,5	0,4	2 %
Rocheuses américaines ⁴	58,8	56,8	2,0	4 %
Autres, É.-U.	26,2	26,0	0,2	1 %
Réserves totales pour les É.-U.	189,0	186,8	2,2	1 %
Ouest canadien ⁵	55,2	56,7	-1,5	-3 %
Plateau néo-écossais	0,8	2,0	-1,2	-60 %
Autres, Canada ⁶	0,4	0,4	0,0	0 %
Total pour le Canada	56,4	59,1	-2,7	-5 %
Réserves totales A.N.	245,4	245,9	-0,5	0 %

Sources: EIA et ACPP. **Nota:** ¹ TX, LA, MS, & AL côtière et TX & AL Zone côtière de l'État. ² TX & LA Zone extracôtière fédérale du Golfe du Mexique. ³ AR, KS, & OK. ⁴ CO, MT, NM, UT, & WY. ⁵ BC, AB, SK & les territoires du Nord ⁶ l'Ontario et Quebec

Figure 3

Les ratios des réserves à la production



Sources: EIA, ACPP, ONÉ

Les données sur les réserves de gaz naturel paraissent presque toujours avec un an de retard, parce qu'il faut prendre le temps de compiler et d'évaluer les données réunies par les producteurs à partir de leurs puits de gaz naturel. Les derniers chiffres parus sur les réserves se rapportent au 1^{er} janvier 2004.

Les réserves de gaz naturel des États-Unis ont crû d'environ 2 10¹² pi³ (1 %), en grande partie parce que les réserves continuent d'augmenter dans les Rocheuses et dans la zone terrestre du golfe du Mexique, en raison de l'intensification de l'activité dans ces régions.

Selon les données de l'ACPP, les réserves du Canada ont fléchi de 5 % pour s'établir à 56,4 10¹² pi³, en raison d'une importante révision ponctuelle à la baisse des réserves de l'Alberta et d'une réduction de 1,2 10¹² pi³, (60 %) des réserves du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. De modestes ajouts aux réserves de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan sont venus compenser ces replis.

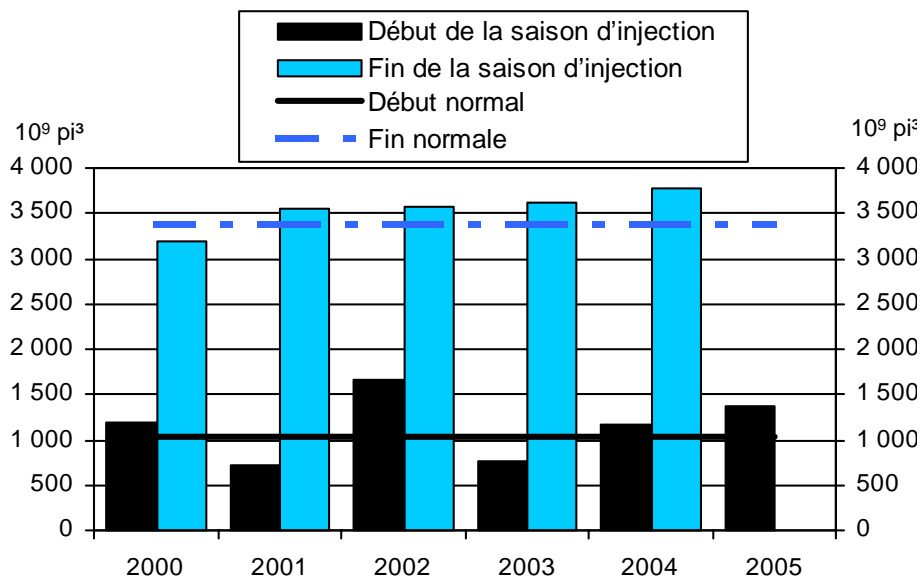
Les ratios des réserves à la production (R-P) mesurent le laps de temps qu'il faudra pour épuiser les réserves de gaz, aux niveaux de production actuels, en posant qu'aucune nouvelle réserve ne soit découverte. On estime que le ratio R-P a tendance à diminuer à mesure qu'augmente le degré de maturité d'une région. La figure 3 présente les ratios R-P de trois régions qui en sont à diverses étapes de leur vie productive.

Au Canada, le fait que le BSOC arrive à maturité se traduit par un ratio R-P qui a diminué au cours des années 1990 pour se stabiliser dans les années 2000. Le ratio R-P du BSOC est désormais légèrement inférieur à celui des 48 États américains contigus. C'est dans la zone extracôtière de la Côte du golfe aux États-Unis que l'on trouve le plus faible ratio R-P en Amérique du Nord, soit 5,8.

La seule grande région productrice dont le degré de maturité est peu évolué est celle des Rocheuses américaines, dont le ratio R-P a augmenté de 18 %, passant de 11,6 ans en 2000 à 13,3 ans en 2004.

Figure 4

Niveaux de stockage nord-américains



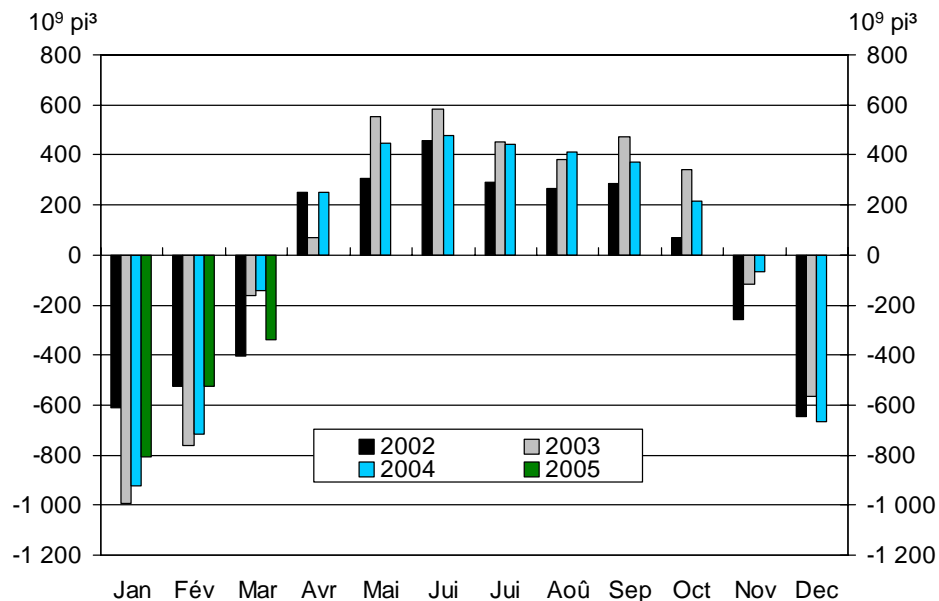
Sources: Canadian Enerdata et EIA

La saison d'injection de stocks débute le 1^{er} avril et se termine le 1^{er} novembre. La figure 4 montre le niveau de stockage nord-américain au début et à la fin de diverses saisons d'injection antérieures. Ces données s'accompagnent des niveaux moyens normaux (1999 à 2003) qui sont de 1 150 10⁹ pi³ en début de saison et de 3 400 10⁹ pi³ en fin de saison. Au début de la saison 2004, les niveaux de stockage nord-américain étaient de 1 162 10⁹ pi³, en hausse de 403 10⁹ pi³ par rapport à la même période en 2003 et légèrement supérieurs à leur moyenne historique.

Comme l'hiver 2004-2005 a été plus doux presque partout en Amérique du Nord, les niveaux de stockage sont demeurés élevés. Au 1^{er} avril 2005, ils s'établissaient à 1 378 10⁹ pi³, soit 19 % de plus qu'au 1^{er} avril 2004 et en hausse de 32 % par rapport à la moyenne de cinq ans.

Figure 5

Taux d'injection et de retrait pour l'Amérique du Nord



Source: Gas Daily

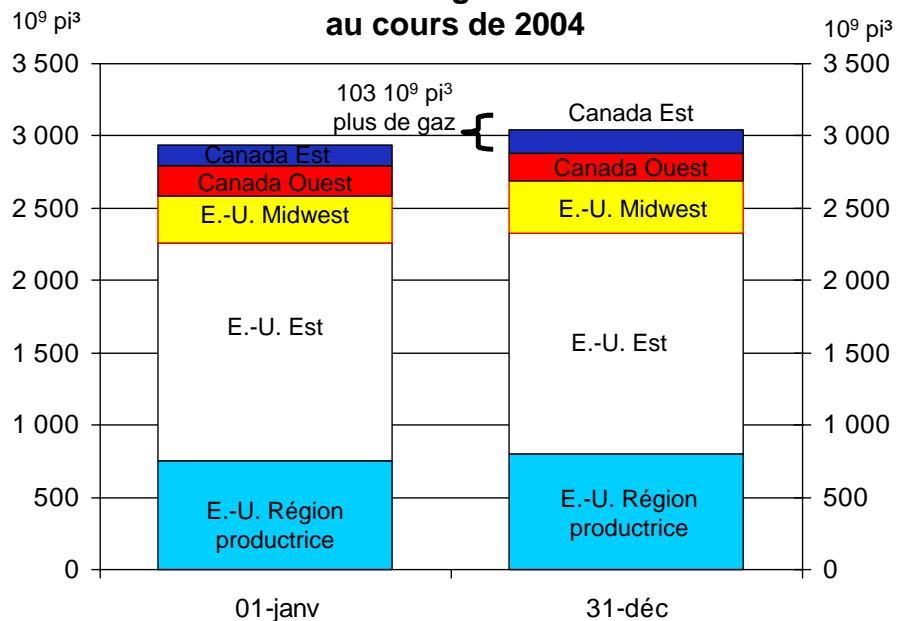
La figure 5 compare les niveaux mensuels des injections (positifs) et des retraits (négatifs) de stockage nord-américain de gaz naturel de 2002, 2003 et 2004 et une partie de 2005. Les retraits représentent une source d'approvisionnement supplémentaire. Par contre, les injections correspondent à une marge de demande supplémentaire, laquelle doit faire concurrence à la demande d'autres secteurs comme celui de la production d'électricité servant à alimenter les climatiseurs au cours de l'été.

En janvier et février 2004, il y a eu plus de retraits qu'en janvier et en février 2002, mais moins qu'en janvier et en février 2003. Cependant, en mars et en novembre 2004, les retraits combinés ont reculé de 460 10⁹ pi³ par rapport aux mêmes mois en 2002 et de 70 10⁹ pi³ par rapport à mars et novembre 2003. À titre comparatif, 460 10⁹ pi³ équivalent à 15 % des stocks nord-américains moyens constatés le 1^{er} novembre.

Au début de 2005 (janvier et février), les niveaux de retrait ont été inférieurs à ceux des années précédentes parce qu'il a fait plus doux.

Figure 6

Variations du stockage nord-américaines au cours de 2004



Sources : Canadian Enerdata, EIA, estimations de RNCan

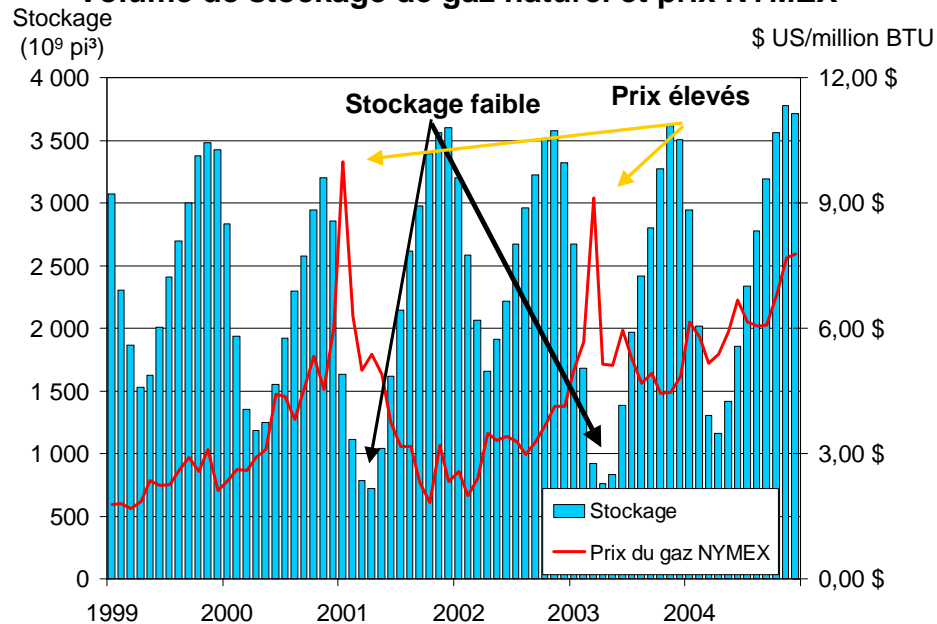
Les stocks nord-américains ont progressé considérablement tout au long de l'année. Le 1^{er} janvier 2004, ils s'établissaient à 2 942 10⁹ pi³. Le 31 décembre, ils étaient passés à 3 045 10⁹ pi³. Autrement dit, au cours de 2004, il y a eu un gain net de stockage de 103 10⁹ pi³.

Les niveaux de stockage en début et en fin d'année sont particulièrement importants pour faire le rapprochement entre les données inégales annuelles concernant la demande et l'offre de gaz naturel.

Nota : Après la comptabilisation des quantités stockées, les chiffres sur l'offre et la demande devraient être égaux. Cependant, les chiffres du Canada et des États-Unis ne concordent pas habituellement, en raison de problèmes de mesure. Pour corriger cette situation, l'EIA prévoit un élément de contrepartie, qui était de 143 10⁹ pi³ en 2004. Cela signifie qu'en 2004, la demande a été plus grande que l'offre aux États-Unis. Au Canada, elle a dépassé l'offre de 74 10⁹ pi³.

Figure 7

Volume de stockage de gaz naturel et prix NYMEX



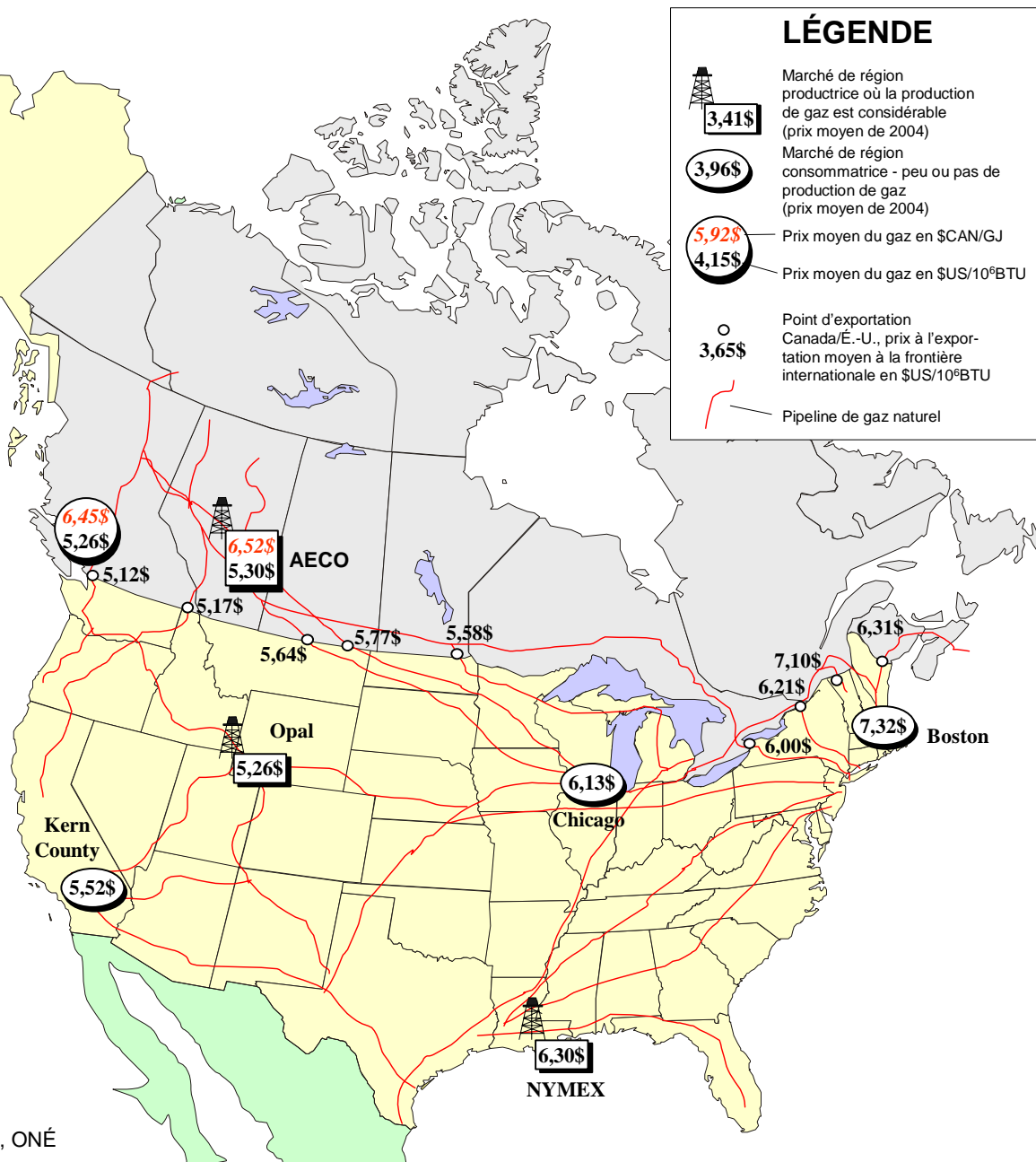
Sources: EIA, GLJ

La figure 7 illustre la relation inverse traditionnelle entre les volumes de stockage de gaz naturel en Amérique du Nord et les prix.

Historiquement, des niveaux de stockage élevés signalent au marché que les stocks sont suffisants pour l'hiver qui vient, ce qui fait diminuer les prix. C'est ce qui s'est passé en 2002. Au contraire, quand les niveaux de stockage sont bas, le marché constate que l'offre se raréfie, comme ce fut le cas en 2001 et en 2003, ce qui pousse les prix à la hausse.

Cependant, en 2004, malgré des niveaux de stockage inégaux, les prix du gaz naturel ont quand même connu une hausse (même s'ils n'ont pas augmenté en flèche). De nombreuses analyses arrivent à la conclusion que la hausse des prix du pétrole brut a entraîné les prix du gaz naturel dans son sillage.

Carte 6 Prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis de 2004



La carte 6 illustre les prix du gaz naturel en 2004 à divers carrefours partout au Canada et aux États-Unis. Il s'agit de la moyenne annuelle de 12 prix mensuels, exception faite des cours à la frontière du gaz exporté, lesquels sont des moyennes pondérées en fonction du volume.

En temps normal, les prix les plus bas sont les prix à la tête de puits dans les régions productrices où les coûts sont les moins élevés, par exemple l'Alberta et la région des Rocheuses aux États-Unis. Les prix les plus élevés sont ceux des marchés les plus éloignés des points d'approvisionnement, par exemple le Nord-Est des États-Unis et l'Est du Canada. Dans ces derniers cas, des frais appréciables d'acheminement par gazoduc s'ajoutent au coût du produit.

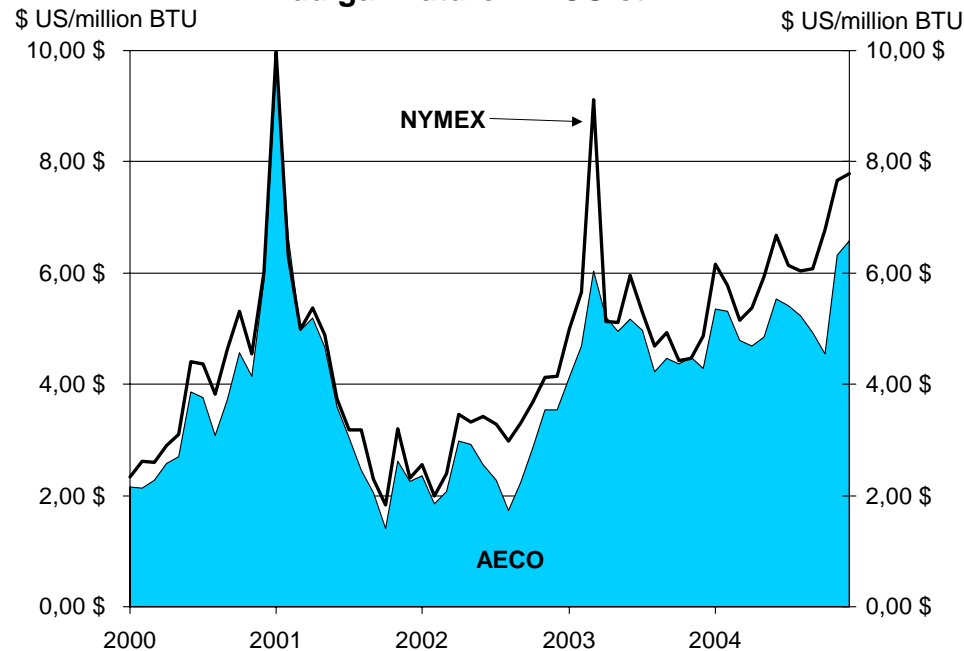
En 2004, les prix ont atteint des sommets inégalés partout au Canada et aux États-Unis. De nombreux facteurs ont joué, particulièrement la hausse des prix du pétrole brut, ainsi que l'équilibre précaire entre l'offre et la demande de gaz naturel.

Tableau 6
Prix du gaz naturel par région

Region	Moy. 2004 (\$US/10 ⁶ BTU)	Moy. 2003 (\$US/10 ⁶ BTU)	Changement (\$US/10 ⁶ BTU)	Changement (%)
AECO-C (le sud de l'Alberta)	5,30 \$	4,75 \$	0,55 \$	12 %
NYMEX (Louisiane)	6,30 \$	5,39 \$	0,91 \$	17 %
Californie	5,52 \$	4,49 \$	1,03 \$	23 %
Huntingdon (C.-B.)	5,26 \$	4,66 \$	0,60 \$	13 %
Opal (Rocheuses)	5,26 \$	4,13 \$	1,14 \$	28 %
Chicago	6,13 \$	5,46 \$	0,67 \$	12 %
Dracut	7,32 \$	6,35 \$	0,97 \$	15 %
Dawn (Ontario)	6,35 \$	5,62 \$	0,73 \$	13 %

Source: GLJ

Figure 8
Prix du gaz naturel AECO et NYMEX



Source: GLJ

En 2004, les prix ont augmenté dans toutes les grandes régions de l'Amérique du Nord et surpassé les niveaux records établis en 2003. En Alberta, les prix ont augmenté de 12 %, après avoir bondi de 84 % en 2003. En Louisiane, les prix NYMEX se sont établis en moyenne à 6,30 \$US/million BTU en 2004, en hausse de 17 % par rapport à 2003, alors qu'ils avaient progressé de 67 % cette année-là.

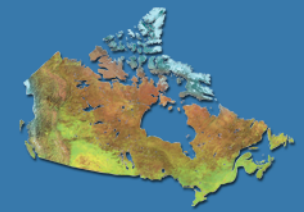
La hausse la plus importante a été enregistrée dans les Rocheuses, où les prix ont augmenté de 28 % après avoir plus que doublé en 2003. La nouvelle capacité pipelinère qui est entrée en production au cours des deux dernières années a permis une meilleure intégration du gaz naturel des Rocheuses aux autres marchés, par exemple, la Californie, ce qui a entraîné les prix des Rocheuses à la hausse.

Les hausses de prix les plus modestes ont été observées en Alberta, en Colombie-Britannique, en Ontario et à Chicago.

Les deux carrefours de prix importants de l'Amérique du Nord sont le marché intra-Alberta (AECO) et le carrefour Henry Hub en Louisiane (NYMEX). Un écart de 0,50 \$US/million BTU entre le prix NYMEX et l'Alberta est considéré comme normal. De 2000 à 2004, l'écart NYMEX-Alberta s'établissait en moyenne à 0,60 \$US/million BTU.

Parfois, le cours de l'Alberta et le cours NYMEX seront indépendants l'un de l'autre à court terme. En 2001, l'écart le plus faible depuis 10 ans a été enregistré, soit 0,23 \$US/million BTU. Cependant, l'écart s'est creusé. En 2004, le cours moyen NYMEX a été de 6,30 \$US/million BTU, et celui de l'Alberta, de 5,30 \$US/million BTU, ce qui représenté un écart de 1 \$.

L'écart le plus important (2,24 \$) a été observé en octobre 2004. L'écart le plus faible (0,37 \$) s'est produit en mars 2004.



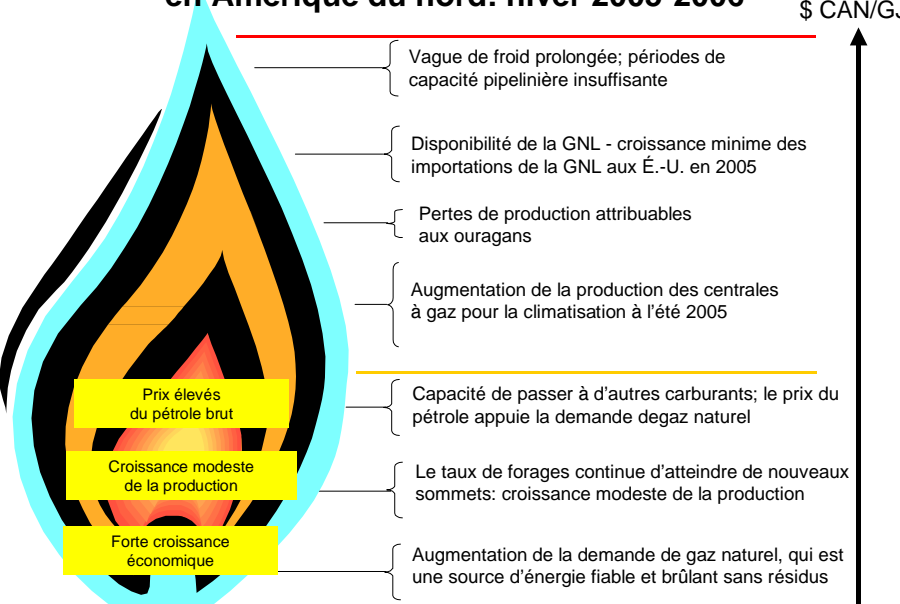
Partie I : Marché nord-américain du gaz naturel

» Perspectives à court terme

Figure 9

Facteurs influant sur les prix du gaz naturel en Amérique du nord: hiver 2005-2006

\$ CAN/GJ



Source: RNCan Nota: À des fins d'illustration seulement

Les prix nord-américains du gaz naturel sont déterminés dans un marché continental et soumis aux forces de l'offre et de la demande.

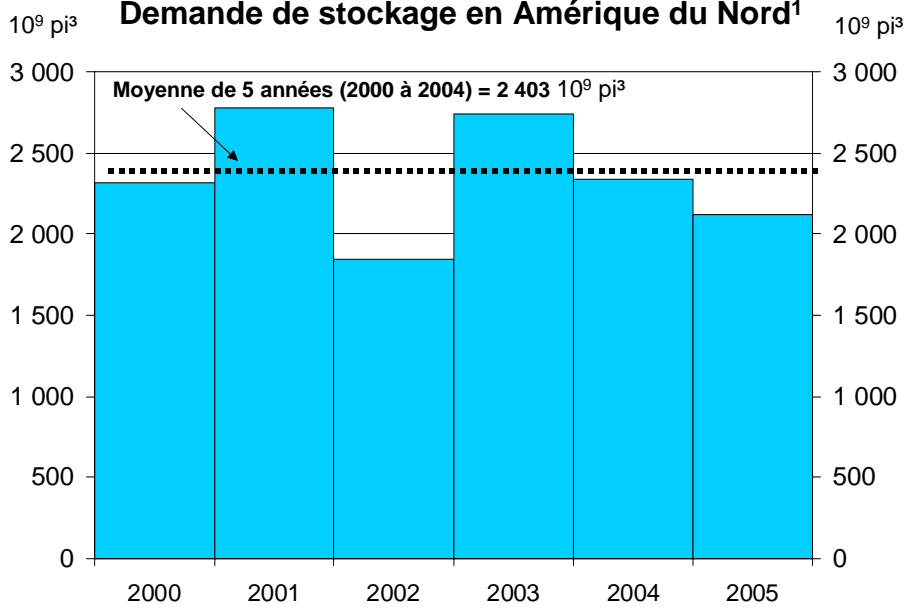
Compte tenu des longs délais pour amener une nouvelle capacité de gaz naturel au marché, les consommateurs font les frais de l'ajustement nécessaire pour rétablir l'équilibre du marché à court terme. Cette réaction de la demande provient surtout des grands consommateurs industriels de gaz naturel et des producteurs d'électricité, qui ont plus de souplesse sur le plan des carburants et qui sont plus sensibles aux prix que les clients résidentiels et commerciaux.

À court terme, (c'est-à-dire jusqu'à la fin de 2006), on s'attend à ce que les prix du gaz naturel soient fonction des conditions climatiques, de la vigueur de l'économie, de l'activité de forage et de la capacité de production, des niveaux de stockage, de la disponibilité des importations de GNL et de la capacité pipelinère, et du coût des autres sources d'énergie, particulièrement le pétrole brut.

Amérique du nord, Perspectives à court terme

Figure 10

Demande de stockage en Amérique du Nord¹



Sources: EIA, Enerdata Nota: (1) Volume nécessaire d'injection de gaz naturel pour atteindre 3,5 10⁹ pi³ de gaz naturel en stock au 1er novembre.

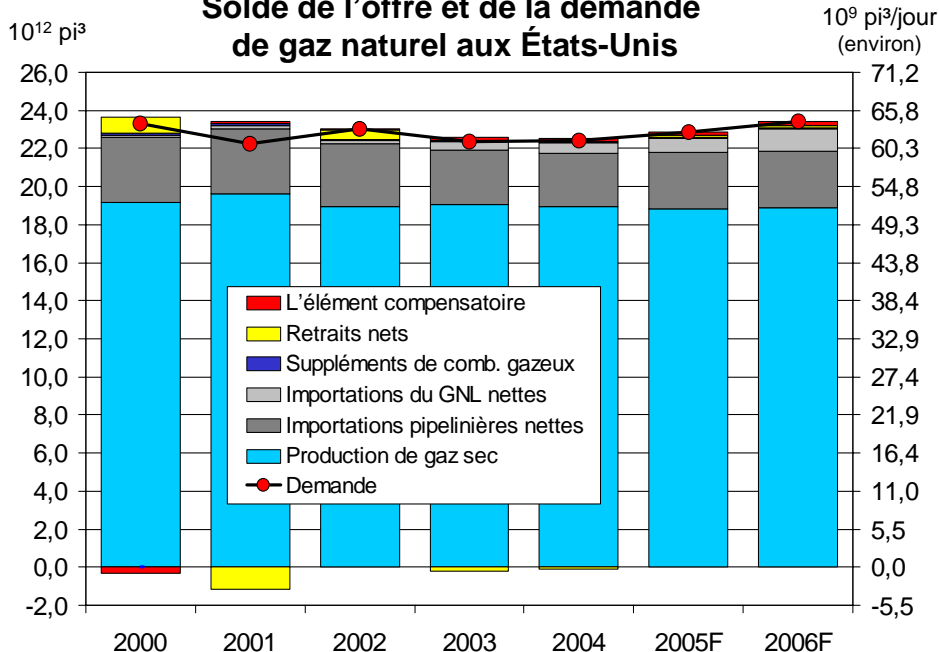
Les niveaux de stockage du gaz naturel ont un impact important sur les prix. Quand les niveaux de stockage sont bas, le marché comprend que la marge de l'offre est plus petite, et les prix augmentent, alors que quand les niveaux de stockage sont élevés, le marché comprend qu'il y a plus de souplesse sur le plan de l'offre, et les prix diminuent.

Les niveaux de stockage ont atteint des sommets inégalés au 1^{er} novembre 2004. Tout au long de l'hiver 2004-2005, le stockage est demeuré à des niveaux confortables, de sorte que les prix n'ont pas augmenté en flèche, comme ce fut le cas en 2001 et en 2003.

Le 1^{er} avril 2005, il était nécessaire de procéder à des injections d'environ 2 123 10⁹ pi³ pour porter les niveaux de stockage à 3,5 10¹² pi³ le 1^{er} novembre 2005, soit 215 10⁹ pi³ de moins qu'au 1^{er} avril 2004. Cependant, au 1^{er} septembre 2005, il restait à injecter 406 10⁹ pi³ de gaz naturel pour porter les niveaux à 3,5 10¹² pi³ au 1^{er} novembre, soit 30 % de plus qu'en septembre 2004, surtout en raison des températures chaudes enregistrées pendant l'été 2005 et des pertes de production attribuables aux ouragans Katrina et Rita.

Figure 11

Solde de l'offre et de la demande de gaz naturel aux États-Unis



Source: EIA Nota: L'élément compensatoire représente la différence entre la somme des composantes de l'offre de gaz naturel et la somme des composantes de la demande de gaz naturel.

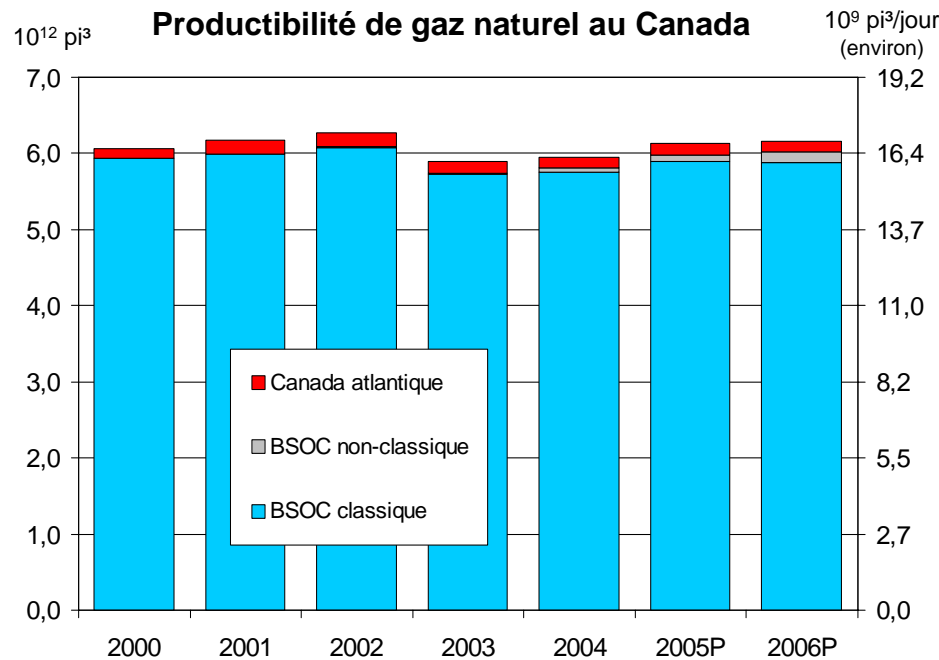
Selon l'EIA, l'offre totale de gaz naturel aux États-Unis devrait progresser d'environ 4 % pour passer de 22,32 10¹² pi³ en 2004 à 23,22 10¹² pi³ en 2006.

La production de gaz sec devrait rester stable (18,92 10¹² pi³) de 2004 à 2006. Les importations pipelinières nettes ne devraient progresser que 2,81 10¹² pi³ en 2004 à 2,95 10¹² pi³ en 2006.

Les importations de GNL devraient représenter la majorité de la hausse de 5 % de l'offre totale américaine à court terme. En 2004, les importations nettes de GNL se sont établies à 0,59 10¹² pi³, et ont représenté environ 2,6 % de toute l'offre de gaz naturel. Selon la prévision de l'EIA, les importations nettes de GNL devraient plutôt s'établir à 1,16 10¹² pi³ en 2006, soit presque le double des volumes observés en 2004. Les importations nettes de GNL devraient représenter plus de 5 % de l'offre totale de gaz naturel aux États-Unis en 2006.

Figure 12

Productibilité de gaz naturel au Canada



Source: ONÉ

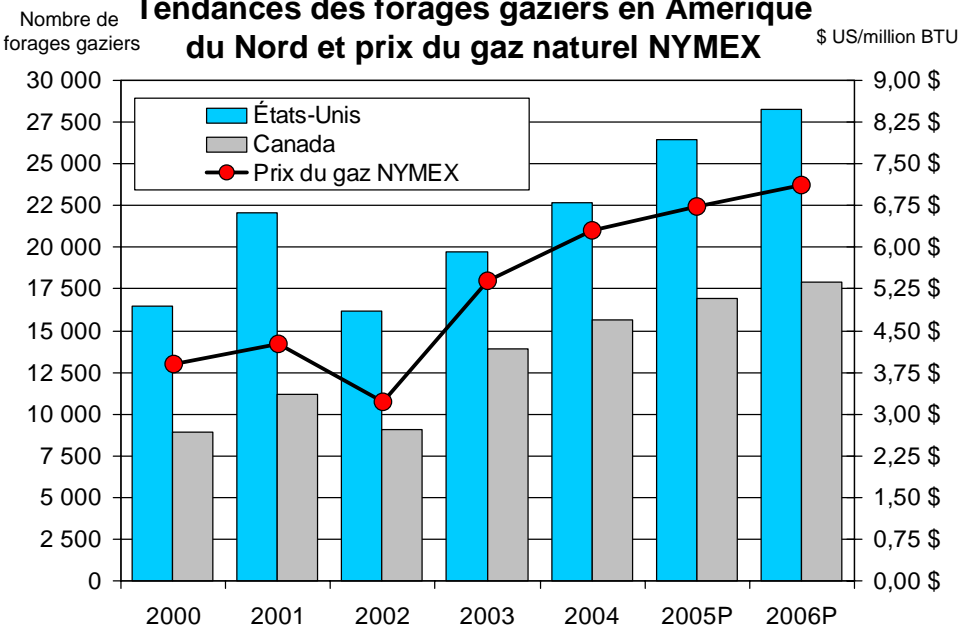
Selon l'ONÉ, la productibilité annuelle de gaz naturel au Canada devrait augmenter légèrement et passer de 16,6 10⁹ pi³ par jour en 2003 à 16,9 10⁹ pi³ par jour en 2006.

Les hausses modestes de la production sont attribuables à l'intensification des forages et plus particulièrement à l'augmentation de la production de méthane de gisements houillers, qui passe de 0,1 10⁹ pi³ par jour en 2004 à 0,4 10⁹ pi³ par jour en 2006. La production de gaz naturel classique dans l'Ouest du Canada et au large de la Nouvelle-Écosse maintient les niveaux de productibilité à près de 16 10⁹ pi³ par jour et de 0,4 10⁹ pi³ par jour respectivement jusqu'à la fin de 2006.

Malgré la hausse rapide de la production de méthane de gisements houillers, sa contribution à la productibilité totale au Canada demeure modeste, c'est-à-dire environ 2 % en 2006.

Figure 13

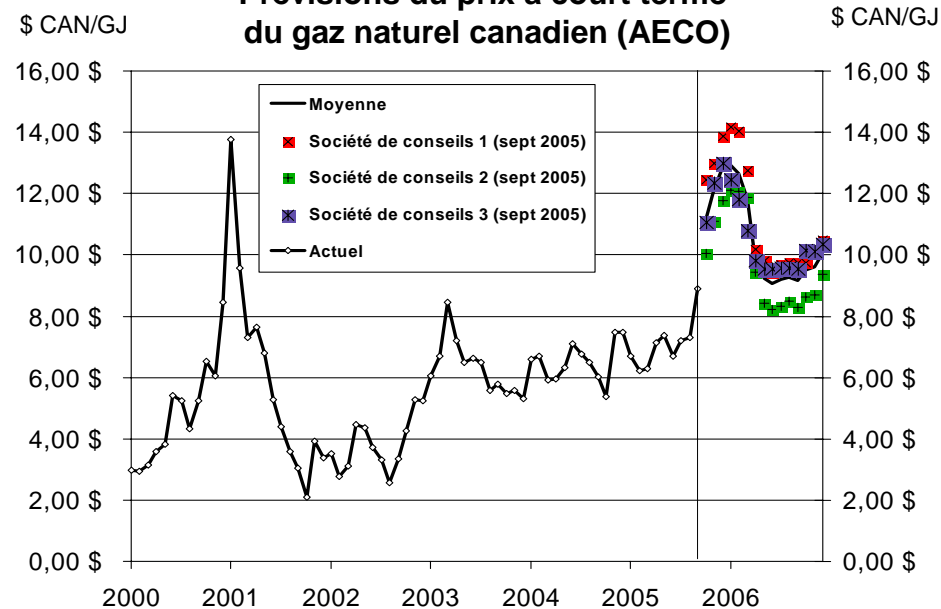
Tendances des forages gaziers en Amérique du Nord et prix du gaz naturel NYMEX



Sources: EIA, ONÉ, Daily Oil Bulletin et consultants divers. Nota: (1) Les estimations de forage aux États-Unis et au Canada proviennent de l'EIA et de l'ONÉ, respectivement. (2) Les prévisions des prix représentent une perspective moyenne ou «consensuelle» des prévisions de divers organismes. (3) Données historiques de l'EIA et Daily Oil Bulletin.

Figure 14

Prévisions du prix à court terme du gaz naturel canadien (AECO)



Sources: GLJ et consultants divers. Nota: Des prix AECO réels provenant du cabinet GLJ.

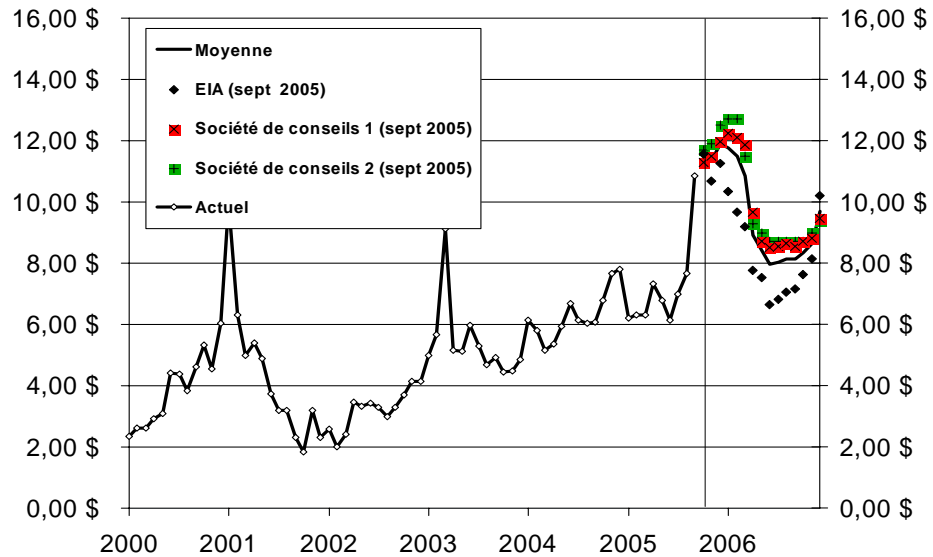
Réagissant à la hausse des prix, les producteurs de gaz naturel forent plus de puits que jamais. Durant le premier semestre de 2005, on comptait en moyenne 1 137 installations de gaz naturel aux États-Unis, soit 17 % de plus qu'à la même période en 2004. L'EIA prévoit que 26 500 puits seront forés en 2005 et 28 250 puits en 2006, un bond de 30 % par rapport à 2004.

Au Canada, 7 285 puits ont été forés au cours du premier semestre de 2005, c'est-à-dire à peu près la même quantité qu'au cours de la même période en 2004. Ces statistiques sont attribuables à la pluie et aux inondations qui ont ralenti les forages en juin et en juillet. Les forages devraient connaître une progression substantielle au cours du deuxième semestre de 2005.

L'ONÉ prévoit que 16 900 puits seront forés en 2005, soit 8 % de plus que le nombre réel de puits forés en 2004. En 2006, l'ONÉ prévoit que 17 900 puits seront forés, dont plus de 2 100 ou 12 % seront des puits de méthane de gisements houillers.

La figure 14 compare trois prévisions de prix canadiens du gaz naturel jusqu'à la fin de 2006. Jusqu'à présent en 2005 (de janvier à septembre), les prix au Canada se sont établis en moyenne à 7,09 \$CAN/GJ, en hausse de 10 % par rapport à la même période l'an passé.

Selon les prévisionnistes pressentis, les prix du gaz naturel au Canada sont censés s'établir en moyenne à 12,50 \$CAN/GJ entre novembre 2005 et mars 2006, en hausse de 80 % par rapport au prix moyen de 7 \$CAN/GJ observé l'hiver dernier. Le cours du gaz naturel canadien devrait demeurer relativement élevé et s'établir en moyenne à 10,20 \$CAN/GJ en 2006.

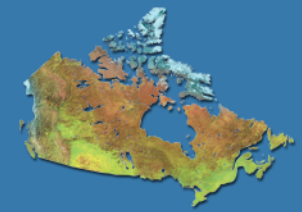
Figure 15**Prévisions du prix à court terme****\$ US/million BTU du gaz naturel américaine (NYMEX) \$ US/million BTU**

Sources: EIA et consultants divers. **Nota:** Des prix NYMEX réels provenant de l'EIA.

Le cours du gaz naturel américain s'est établi en moyenne à 7,16 \$US/million BTU en 2005 (de janvier à août), en hausse de 23 % par rapport à la même période l'année précédente. La hausse des prix du gaz naturel est attribuable à la vigueur de la croissance de l'économie nord-américaine, à la hausse de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité, au plafonnement de la production du gaz naturel provenant des bassins classiques d'approvisionnement en Amérique du Nord, aux pertes de production attribuables aux ouragans Katrina et Rita qui ont frappé le golfe du Mexique, et aux nouveaux sommets des prix mondiaux du pétrole brut.

À la suite des ouragans survenus récemment, de nombreux analystes ont revu à la hausse leurs prévisions des prix du gaz naturel à court terme. Selon les prévisionnistes pressentis (en septembre 2005), les prix du gaz naturel aux États-Unis devraient s'établir en moyenne à 11,50 \$US/million BTU entre novembre 2005 et mars 2006, en hausse de 67 % par rapport aux prix réels de l'hiver dernier. En 2006, le prix moyen au Henry Hub devrait s'établir à 9,20 \$US/million BTU, en hausse de 45 % par rapport au prix réel moyen de 2004, qui était de 6,30 \$US/million BTU.

Amérique du nord, Perspectives à court terme

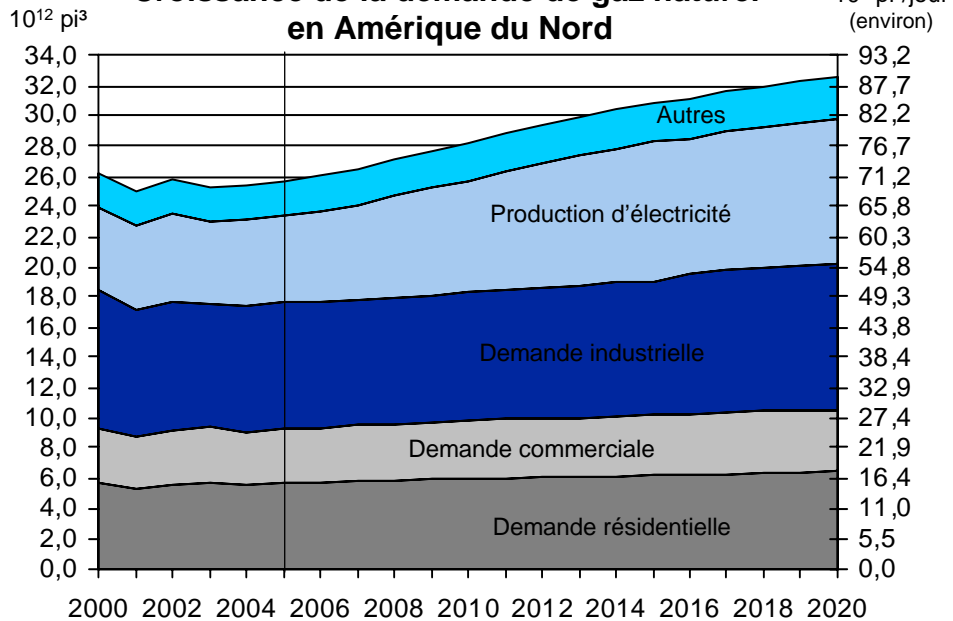


Partie I : Marché nord-américain du gaz naturel

» Perspectives jusqu'à 2020

Figure 16

Croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord



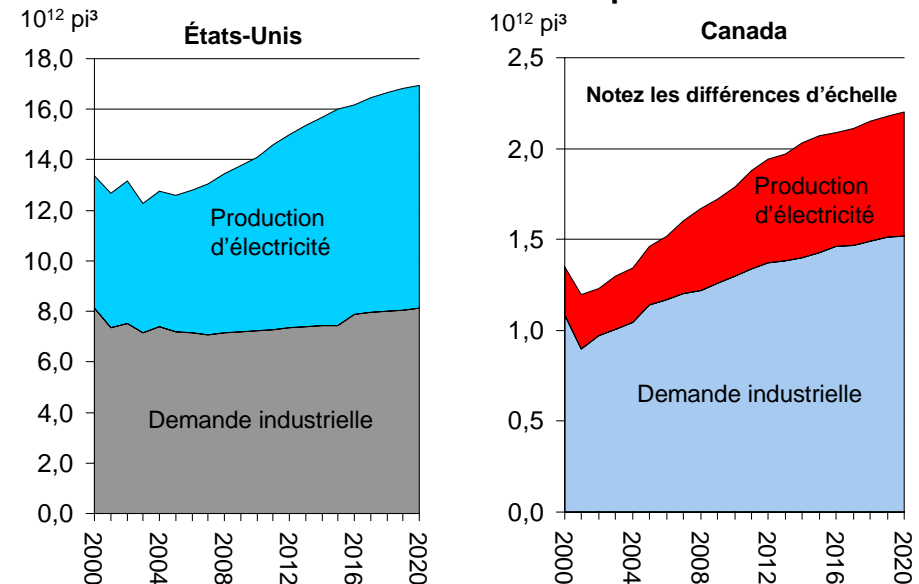
Sources: EIA, ONÉ, TransCanada et consultants divers. Nota: (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes (2) Données historiques de l'EIA et Statistique Canada.

La figure 16 illustre une perspective moyenne ou « consensuelle » de la demande nord-américaine future de gaz. La moyenne des prévisions de la demande américaine et canadienne de gaz débouche sur une prévision « consensuelle » de la demande de gaz d'environ 32,5 10¹² pi³ en 2020. Une part importante de la croissance s'expliquera par la demande accrue dans le secteur industriel canadien (Alberta) et dans celui de la production d'électricité aux États-Unis et au Canada.

Comme la demande réelle de gaz s'établissait à 25,3 10¹² pi³ en 2004, la prévision signifie que l'offre nord-américaine devra grimper de 7,2 10¹² pi³ d'ici à 2020.

Figure 17

Prévisions de la demande des marchés nord-américains non captifs



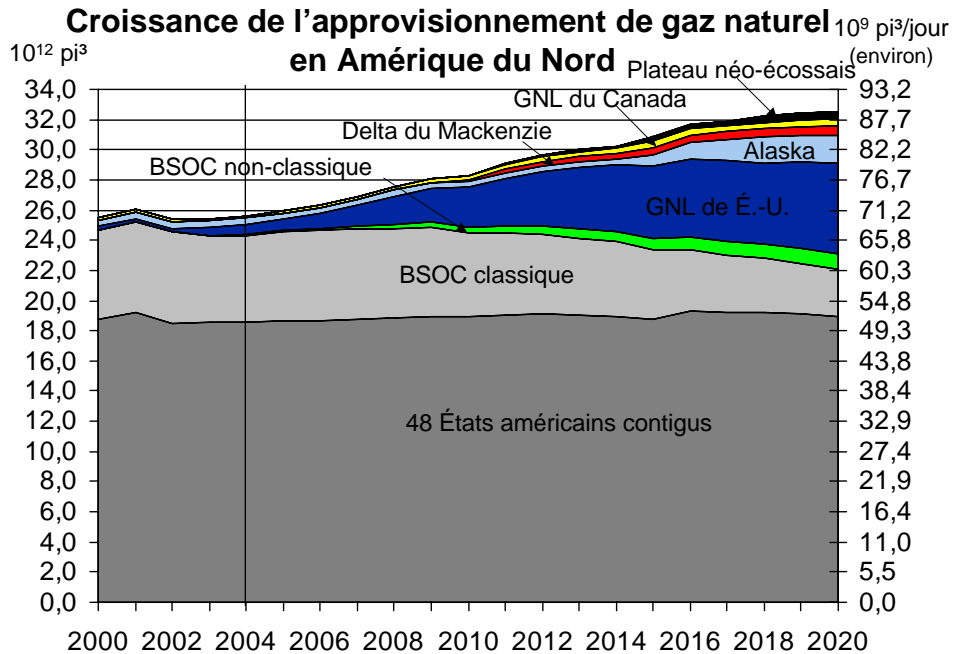
Sources: EIA, ONÉ, et consultants divers. Nota: (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes. (2) Données historiques de Statistique Canada et EIA.

La figure 17 illustre une perspective « consensuelle » de la demande dans le secteur industriel et dans le secteur de la production d'électricité au Canada et aux États-Unis. Si on fait la moyenne de diverses prévisions de la demande des marchés non captifs aux États-Unis, on en arrive à une prévision « consensuelle » d'environ 17 10¹² pi³ d'ici 2020, soit 60 % de toute la demande américaine. Comme la demande réelle des marchés non captifs aux États-Unis s'est établie à 12,7 10¹² pi³ en 2004, cette prévision représente une hausse annuelle moyenne d'environ 10 %.

En 2004, le secteur industriel et celui de la production d'électricité au Canada ont consommé 1,3 10¹² pi³ de gaz naturel, soit 10 % du gaz naturel consommé par le secteur non captif aux États-Unis. La moyenne des prévisions révèle que la demande des marchés non captifs canadiens s'établira à 2,2 10¹² pi³ en 2020. Cela représente une augmentation de 0,9 10¹² pi³, ou environ 70 %, quand on la compare à la demande réelle des marchés non captifs du Canada en 2004.

Figure 18

Croissance de l'approvisionnement de gaz naturel en Amérique du Nord



Sources: EIA, ONÉ, ICRÉ, TransCanada et consultants divers. **Nota:** (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes. (2) Données historiques de l'EIA, Statistique Canada et OCNÉHE.

En 2004, l'approvisionnement de gaz naturel en Amérique du Nord s'établissait à $24,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$. Si on fait la moyenne de diverses prévisions concernant l'approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis et au Canada, on en arrive à une prévision « consensuelle » concernant l'approvisionnement en Amérique du Nord d'environ $32,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2020. Il s'agit d'une hausse de $7,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$, soit environ 30 %, comparé à l'approvisionnement réel en Amérique du Nord en 2004.

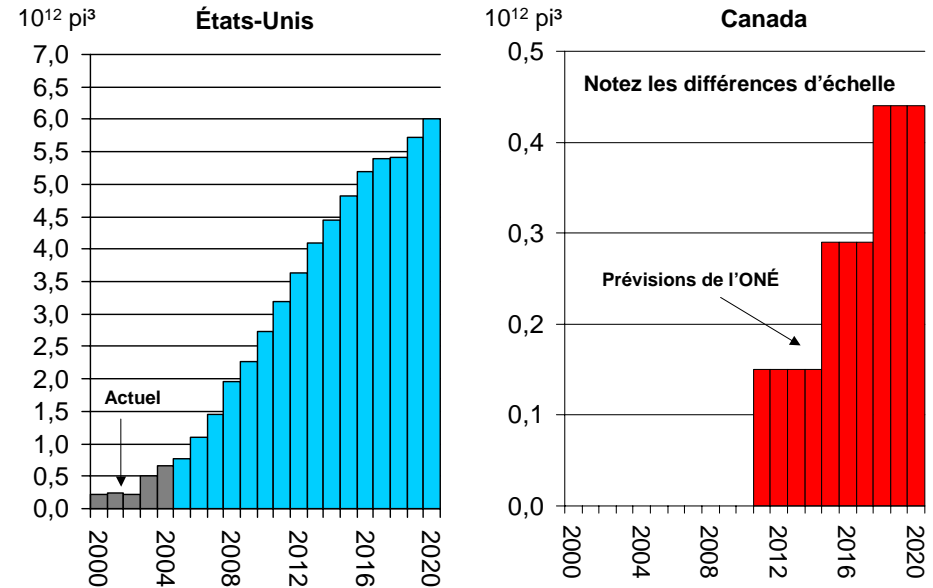
Selon cette perspective « consensuelle », le gaz naturel classique de l'Ouest du Canada devrait reculer de $6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2007 à environ $3 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2020.

Le gaz naturel du Nord et le méthane de gisements houillers de l'Ouest du Canada devraient compenser dans une certaine mesure le recul de la production de gaz naturel classique en Amérique du Nord. Cependant, toujours selon la perspective « consensuelle », il est évident que la croissance future de l'approvisionnement devra venir de l'augmentation du GNL au Canada et aux États-Unis.

Amérique du nord, Perspectives jusqu'à 2020

Figure 19

Prévisions de l'importation de GNL en Amérique du Nord

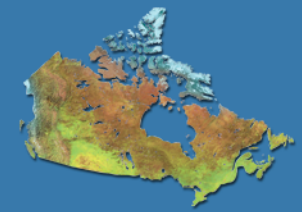


Sources: EIA, ONÉ, et consultants divers. **Nota:** (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes. (2) Données historiques de l'EIA.

La figure 19 illustre une perspective moyenne ou « consensuelle » des importations de GNL des États-Unis et de la prévision de l'ONÉ concernant le GNL, tirée de son rapport de 2003 sur l'offre et la demande énergétiques.

Les importations américaines de GNL devraient constituer la plus forte hausse de l'approvisionnement de gaz naturel vers le marché nord-américain à la fin de la période de prévision. En 2004, les États-Unis ont importé $652 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de GNL, ce qui représentait environ 3 % de la consommation américaine. Si l'on fait la moyenne de diverses prévisions américaines de GNL, on en arrive à une perspective « consensuelle » de $6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2020, ce qui représente près de 20 % de toute la consommation américaine ou l'équivalent approximatif de la production actuelle de gaz naturel du Canada.

L'ONÉ prévoit que les importations canadiennes de GNL représenteront $1,2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ par jour, ou $0,44 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2020.



Partie II : Marché canadien du gaz naturel

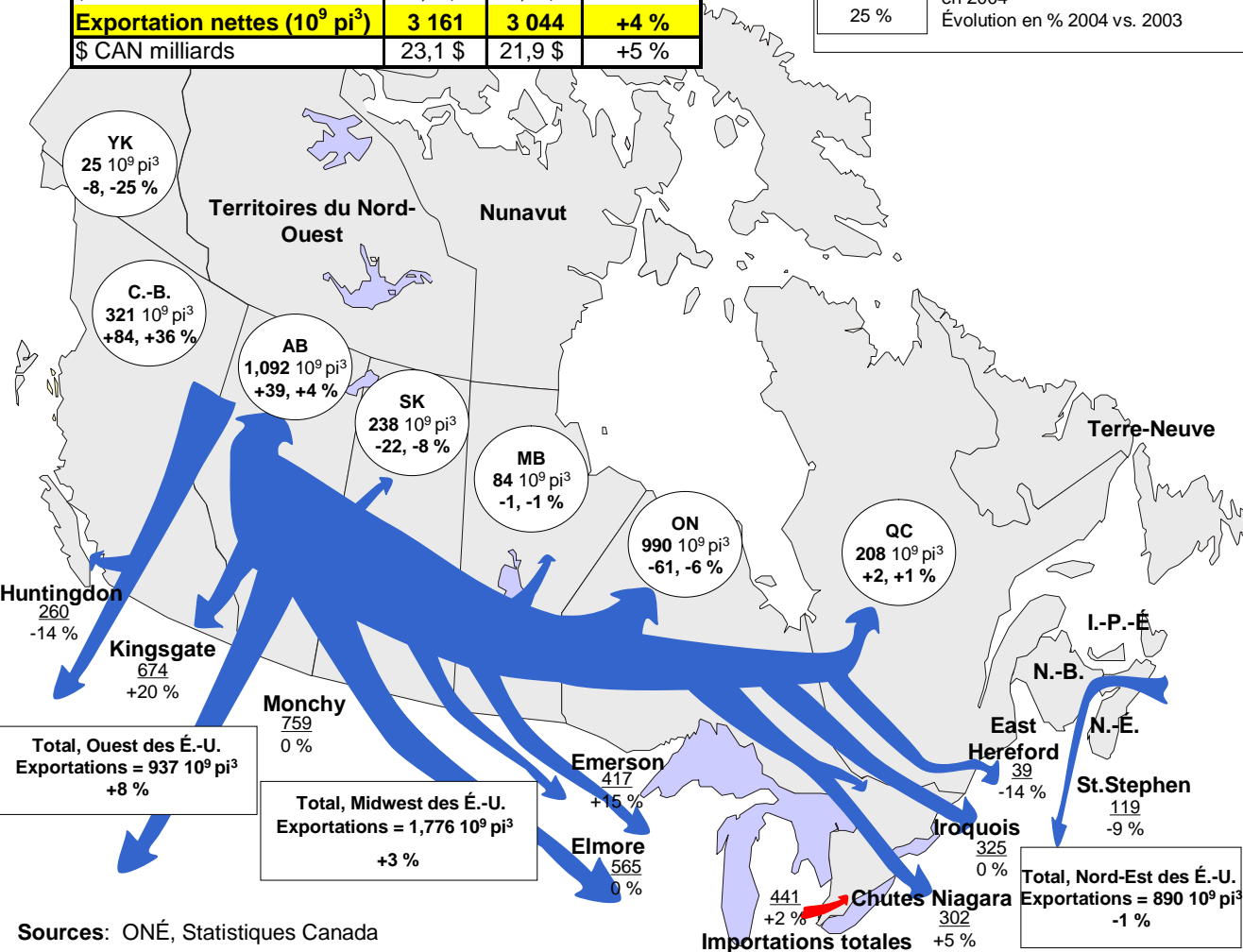
» Revue de 2004

Carte 7 Marché intérieur et marché d'exportation de 2004 (10⁹ pi³)

	2004	2003	Change- ment (%)
Exportations (10⁹ pi³)	3 602	3 492	+3 %
\$ CAN/GJ	6,85 \$	6,73 \$	+2 %
\$ CAN milliards	26,7 \$	25,4 \$	+5 %
Importations (10⁹ pi³)	441	437	+1 %
\$ CAN/GJ	7,55 \$	7,40 \$	+2 %
\$ CAN milliards	3,6 \$	3,5 \$	+3 %
Exportation nettes (10⁹ pi³)	3 161	3 044	+4 %
\$ CAN milliards	23,1 \$	21,9 \$	+5 %

LÉGENDE

- QC**
208 10⁹ pi³
+2, +1 %
Demande de gaz provinciale
- 762
+0 %
Exportations brutes via un point d'exportation importante
Évolution en % 2004 vs. 2003
- 379 10⁹ pi³
25 %
Exportations totales vers la région en 2004
Évolution en % 2004 vs. 2003



La carte 7 montre la circulation du gaz naturel canadien à partir des régions productrices vers les marchés intérieurs et les marchés d'exportation. En 2004, les exportations nettes vers les États-Unis ont augmenté de 3 %. Sur le plan régional, elles ont augmenté de 8 % dans l'Ouest et de 3 % dans le Midwest, et elles ont diminué de 1 % dans le Nord-Est.

En 2004, le commerce du gaz naturel a pris de l'expansion, tant sur le plan du volume (+4 %) que de la valeur (+5 %). Environ 96 % du total des exportations ou 3 460 10⁹ pi³ du gaz naturel exporté ont passé par les 9 points d'exportation importants. La plus grande partie du gaz naturel exporté est passée par Kingsgate, Monchy et Elmore. C'est à Kingsgate que l'augmentation a été la plus grande par rapport à l'année précédente (20 %).

En 2004, le volume des importations canadiennes de gaz naturel a peu changé (441 10⁹ pi³). 55 % des importations ont passé par le gazoduc Vector à Courtright et 21 %, par St. Clair. Le reste du gaz naturel importé a passé par divers points d'importation peu importants et parfois provisoires.

Sources: ONÉ, Statistiques Canada

Tableau 7
Demande canadienne de gaz naturel

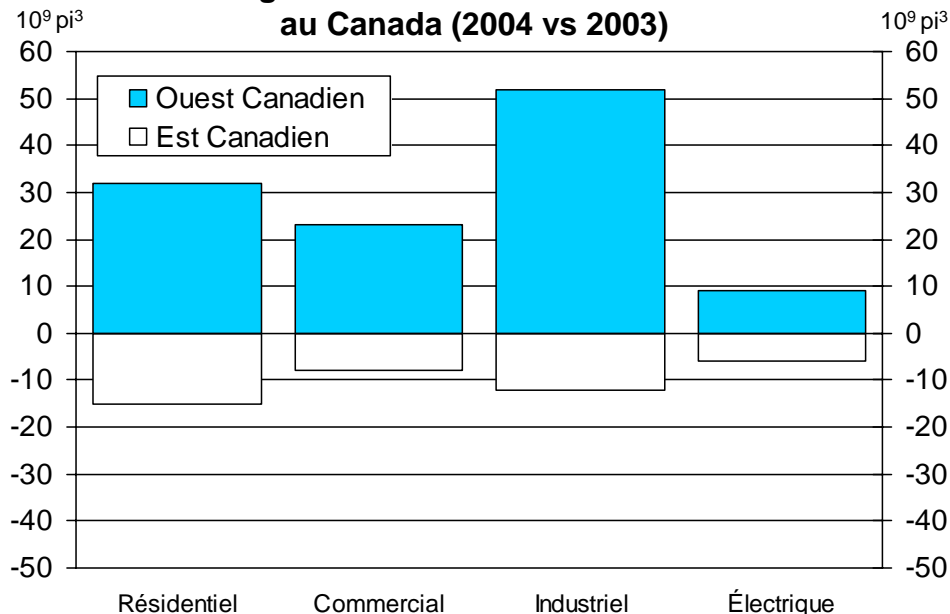
Secteur	2004	2003	2002	2001	2000
10⁹ pi³:					
Résidentiel	658	641	620	578	621
Commercial	498	484	486	443	438
Industriel	1 045	1 005	970	897	1 083
Électrique	298	295	261	301	268
Autre	460	500	399	478	462
Total	2 959	2 925	2 736	2 697	2 872
Pourcentage:					
Résidentiel	22 %	22 %	23 %	22 %	22 %
Commercial	17 %	17 %	18 %	16 %	15 %
Industriel	35 %	34 %	35 %	33 %	38 %
Électrique	10 %	10 %	10 %	11 %	9 %
Autre	16 %	17 %	15 %	18 %	16 %
Source: Statistique Canada Nota: Autre comprend le carburant pour les compresseurs de pipeline, le carburant nécessaire au traitement et les pertes de transport.					

En 2004, la demande canadienne de gaz naturel s'est chiffrée à 2 959 10⁹ pi³, soit 1 % de plus qu'en 2003 et 3 % de plus qu'en 2000.

Au Canada, la demande de gaz naturel provient principalement du secteur industriel, qui représente habituellement de 33 % à 38 % de la demande totale. La demande combinée des secteurs résidentiel et commercial représente près de 40 % du total de la demande canadienne de gaz naturel.

La distribution en pourcentage de la demande de gaz naturel de 2004 est pratiquement la même que celle de 2003.

Figure 20
Changement de la demande sectorielle au Canada (2004 vs 2003)



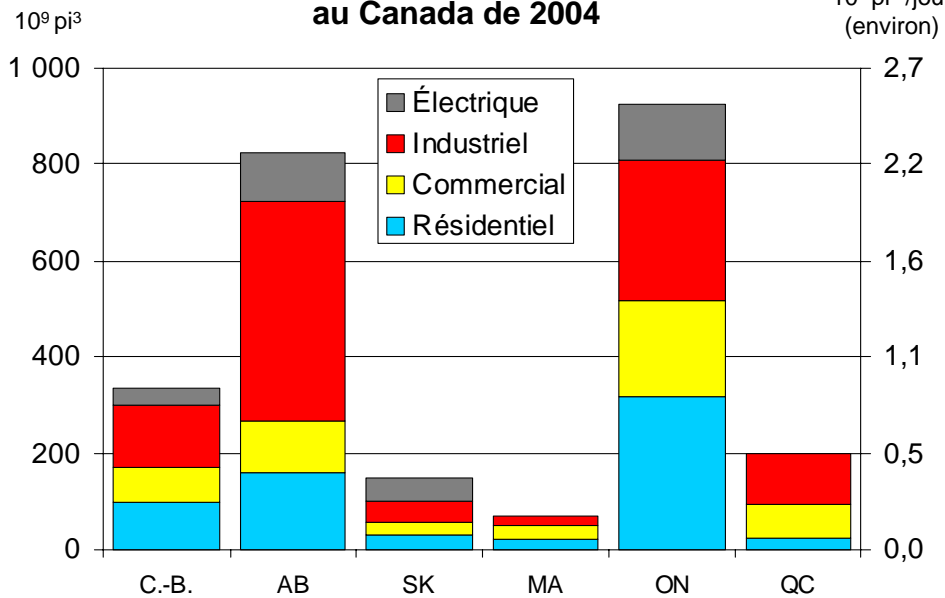
Sources: Statistique Canada, Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) **Nota:** Exclue 'Autre' demande de gaz naturel incluant pour les compresseurs et les pertes de transport

La figure 20 montre l'évolution de la demande sectorielle dans l'Ouest et dans l'Est du Canada, de 2003 à 2004. En 2004, la demande canadienne a augmenté de 1 % et la demande dans l'Ouest du Canada, de 6 %; la demande dans l'Est du Canada a pour sa part diminué de 4 %.

Dans l'Est du Canada, la demande du secteur résidentiel a diminué de 15 10⁹ pi³ et celle du secteur commercial, de 8 10⁹ pi³, en raison principalement de l'hiver plus clément. En outre, la demande des secteurs industriel et électrique a aussi diminué de 12 10⁹ pi³ et de 6 10⁹ pi³ respectivement.

En 2004, la demande des secteurs résidentiel et commercial a augmenté dans l'Ouest du Canada de 32 10⁹ pi³ et de 23 10⁹ pi³ respectivement. L'augmentation globale de la demande en 2004 est attribuable en grande partie à l'augmentation de la demande industrielle dans l'Ouest du Canada, principalement en Colombie-Britannique et en Alberta. La demande du secteur industriel dans l'Ouest du Canada a augmenté de 52 10⁹ pi³ en 2004.

Figure 21
Demande par secteur et par région
au Canada de 2004



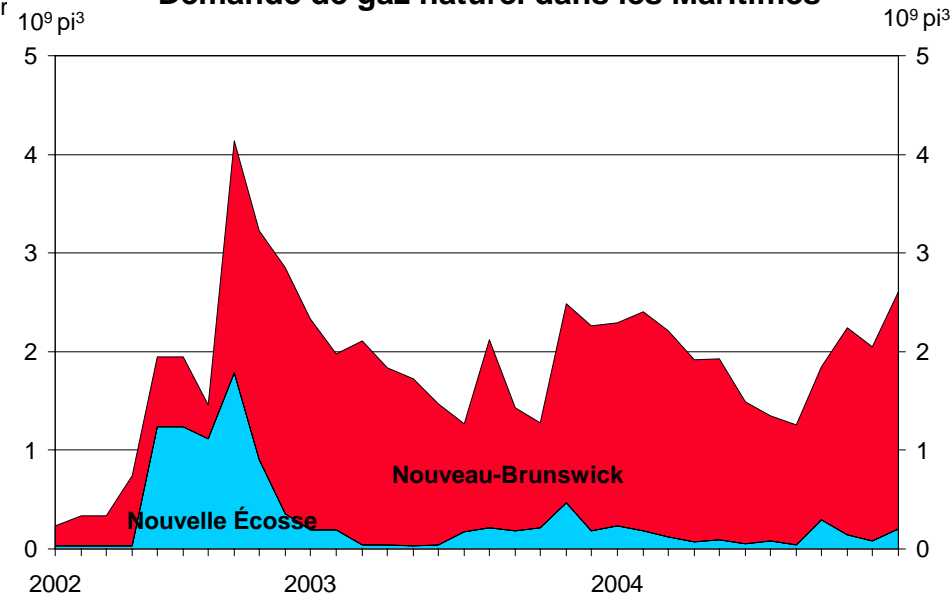
Sources: Statistique Canada, estimations de RNCan.

La figure 21 présente la demande de gaz naturel au Canada en 2004, selon la région et le secteur.

En Alberta, c'est le secteur industriel qui consomme la plus grande partie du gaz naturel, soit environ $455 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 2004, ce qui représente plus que la moitié de la demande de gaz naturel de l'Alberta et plus que le total de la demande de gaz naturel de la Colombie-Britannique.

L'Ontario est la province la plus peuplée et la province unique qui consomme la plus grande quantité de gaz naturel (à l'exclusion de la consommation du secteur du transport et des pertes en cours de retraitement). Ce sont les marchés captifs (secteurs résidentiel et commercial) qui représentent la plus grande partie de la demande de gaz naturel en Ontario. En 2004, ils ont consommé environ $518 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de gaz naturel, soit plus que 50 % de la demande totale de l'Ontario.

Figure 22
Demande de gaz naturel dans les Maritimes



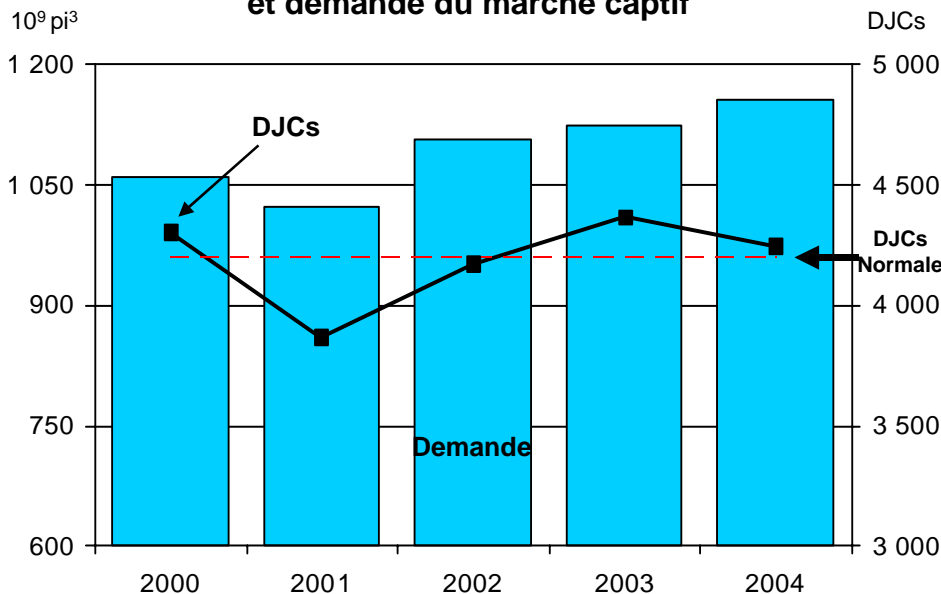
Source: Statistique Canada

La figure 22 montre la demande de gaz naturel en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. En 2004, la demande de gaz naturel dans les Maritimes s'est chiffrée à environ $24 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, une augmentation de $2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou de 1 % par rapport à 2003.

Dans les Maritimes, on consomme de 10 à 25 % du total du gaz naturel produit dans cette région, le reste étant exporté vers le Nord-Est des États-Unis. Cependant, la quantité de gaz naturel achetée sur place est parfois beaucoup plus grande que la quantité consommée, ce qui indique qu'une certaine partie du gaz naturel est échangée ou revendue entre les intervenants de la région. Actuellement, quatre intervenants accaparent plus de 90 % du gaz naturel consommé et acheté dans le marché intérieur. Les principaux distributeurs de gaz naturel au Canada atlantique sont Heritage Gas en Nouvelle-Écosse et Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick.

Figure 23

Degrés-jours de chauffage au Canada et demande du marché captif



Sources: Statistique Canada, estimation de RNCan.

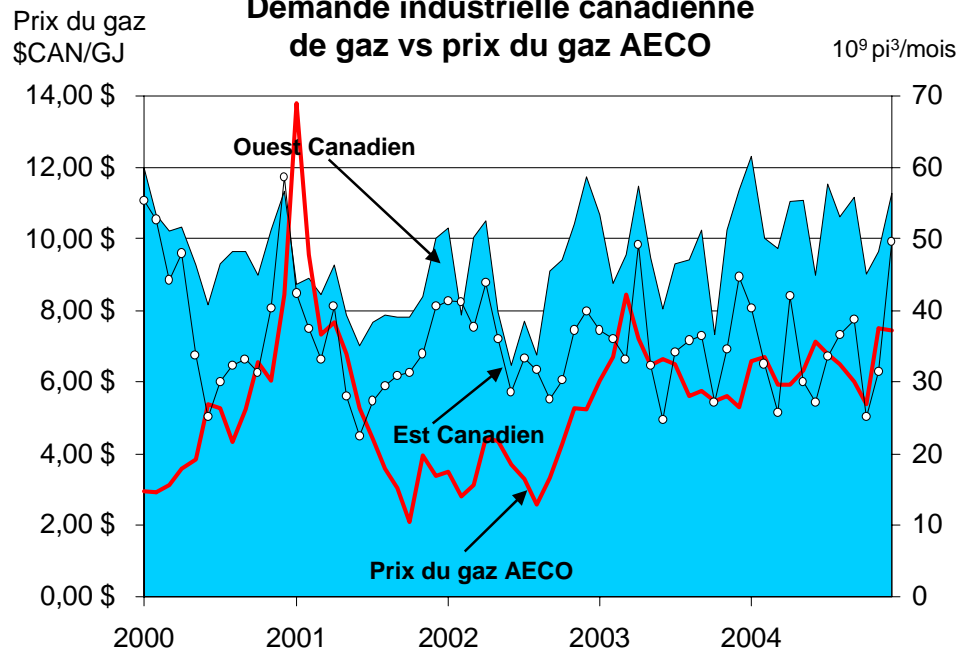
La figure 23 montre la relation entre la demande du marché captif et les degrés-jours de chauffage (DJC) au Canada. Habituellement, les DJC sont étroitement liés à la demande du marché captif : plus le nombre de DJC est élevé, plus la demande de gaz naturel du marché captif est élevée.

La ligne rouge hachurée représente le nombre « normal » de DJC, c'est-à-dire une moyenne de DJC pour une période fixe. Le nombre « normal » de DJC est de 4 201 pour la période 1995-2000.

Bien que ceci ne soit pas caractéristique, la tendance s'est inversée en 2004, où la demande du marché captif a augmenté de 3 % et le nombre de DJC a diminué de 3 %. En 2004, il y a eu au Canada 4 244 DJC, soit 43 de plus que d'habitude, mais 124 de moins qu'en 2003, où l'on a connu l'hiver le plus froid depuis 1996.

Figure 24

Demande industrielle canadienne de gaz vs prix du gaz AECO



Sources: Statistique Canada, GJL, estimations de RNCan.

Habituellement, la demande industrielle dans l'Est et dans l'Ouest du Canada évolue de la même façon, en fonction des changements du prix du gaz naturel. En 2001, la moyenne des prix canadiens du gaz naturel a été de 5,91\$CAN/GJ, soit de 23 % plus élevée par rapport à 2003. Parallèlement, la demande industrielle a chuté de 9 %. En 2002, la moyenne des prix a diminué à 3,83 \$CAN/GJ, et la demande industrielle a augmenté de 8 %.

Cependant, au cours des deux dernières années, malgré l'augmentation des prix du gaz naturel, la demande industrielle canadienne a augmenté. En 2003, la moyenne des prix du gaz naturel était de 6.31\$CAN/GJ. Malgré cette augmentation des prix de 65 %, la demande industrielle a été supérieure de 6 % à celle de 2002.

En 2004, la demande industrielle s'est chiffrée à 632 10⁹ pi³ (60 %) dans l'Ouest du Canada et à 413 10⁹ pi³ (40 %) dans l'Est du Canada pour un total de 1 045 10⁹ pi³. Cela représente une augmentation de 4 % par rapport à 2003. Cette nouvelle tendance est grandement attribuable à l'augmentation de la demande en Alberta aux fins de l'exploitation des sables bitumineux, malgré l'augmentation des prix.

Figure 25

Emplacement des projets de sables bitumineux

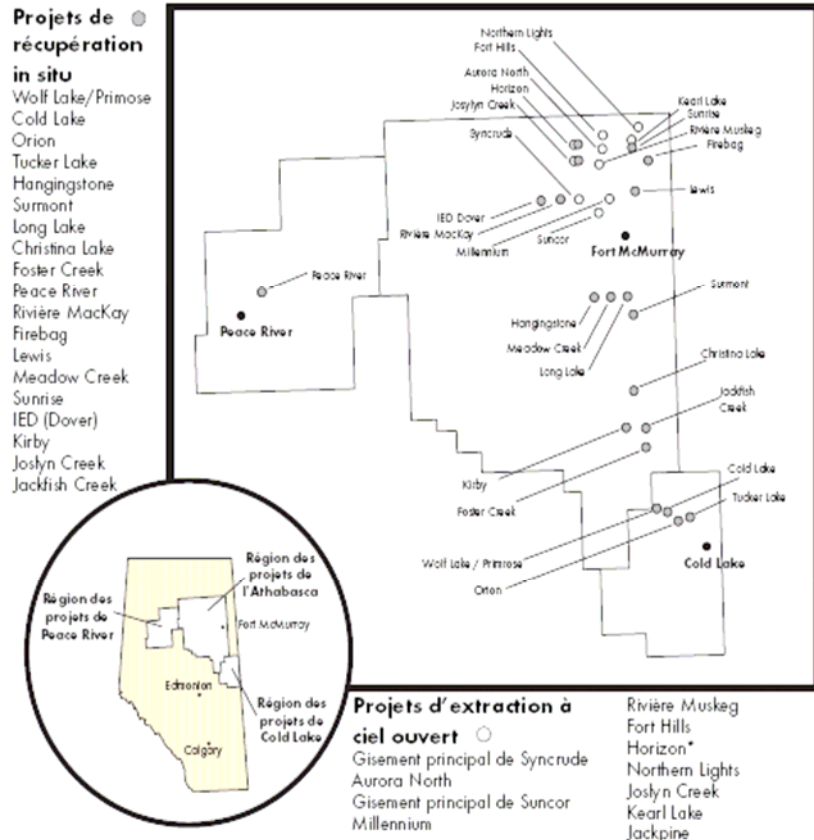
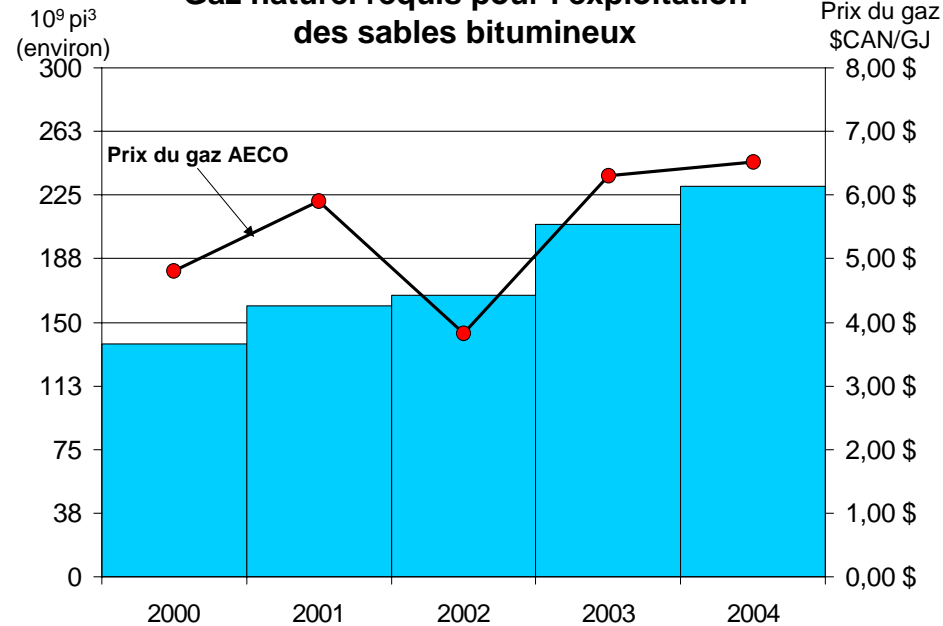


Figure 26

Gaz naturel requis pour l'exploitation des sables bitumineux



Source: ONÉ

L'exploitation des sables bitumineux nécessite de grosses quantités d'énergie. Lorsqu'on a commencé à utiliser le gaz naturel pour exploiter les sables bitumineux, ce combustible coûtait beaucoup moins cher. Cependant, en raison de la hausse des prix du gaz naturel depuis 2000, les entreprises cherchent d'autres méthodes de récupération qui nécessiteraient moins ou pas du tout de gaz naturel. Actuellement, les coûts du gaz naturel peuvent représenter jusqu'à 60 % du total des coûts d'exploitation des projets de récupération in situ, où l'on utilise souvent le procédé de drainage par gravité au moyen de la vapeur.

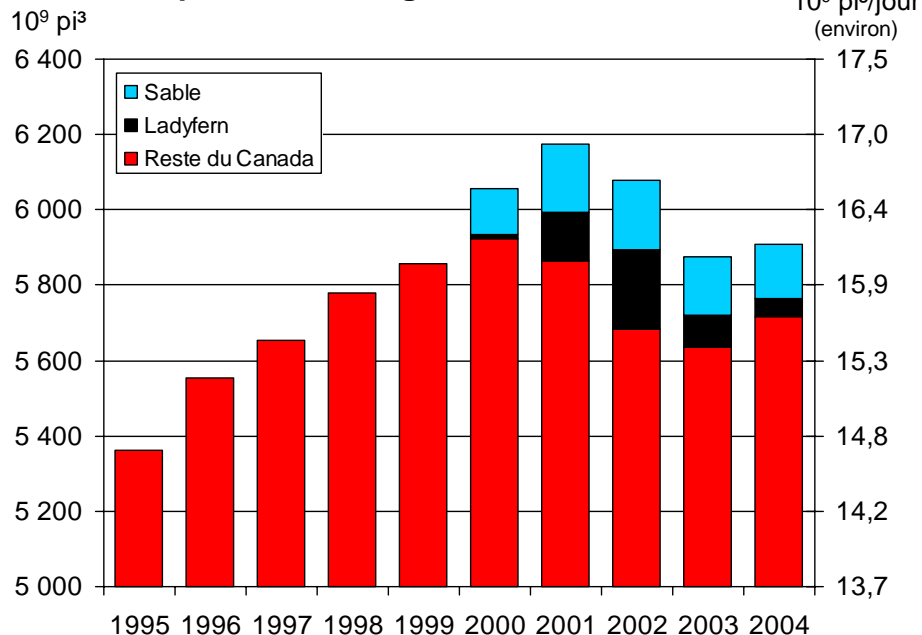
Malgré l'amélioration de l'efficacité et la réduction de la quantité de gaz naturel consommée pour produire un baril de pétrole synthétique, on prévoit qu'en raison de l'augmentation de la production du pétrole synthétique, la quantité de gaz naturel requise pour poursuivre l'exploitation des sables bitumineux augmentera considérablement. Actuellement, l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta nécessite environ 225 10⁹ pi³ ou 0,6 10⁹ pi³/j de gaz naturel. Cela représente 21 % du total de la demande de gaz naturel en Alberta.

Source: ONÉ

La figure 25 présente les sables bitumineux actuellement exploités dans les régions de Peace River, d'Athabaska et de Cold Lake en Alberta. Les gisements de sables bitumineux de l'Alberta comptent parmi les plus gros gisements d'hydrocarbures du monde, puisqu'ils contiennent 15 % des réserves pétrolières prouvées et connues du monde. Actuellement, la production des sables bitumineux de l'Alberta dépasse un million de barils par jour et représente 31 % du total de la production pétrolière du Canada. En 2005, les entreprises canadiennes feront d'autres investissements de capitaux dans les sables bitumineux, qui se chiffreront à près de 7 milliards \$US.

Figure 27

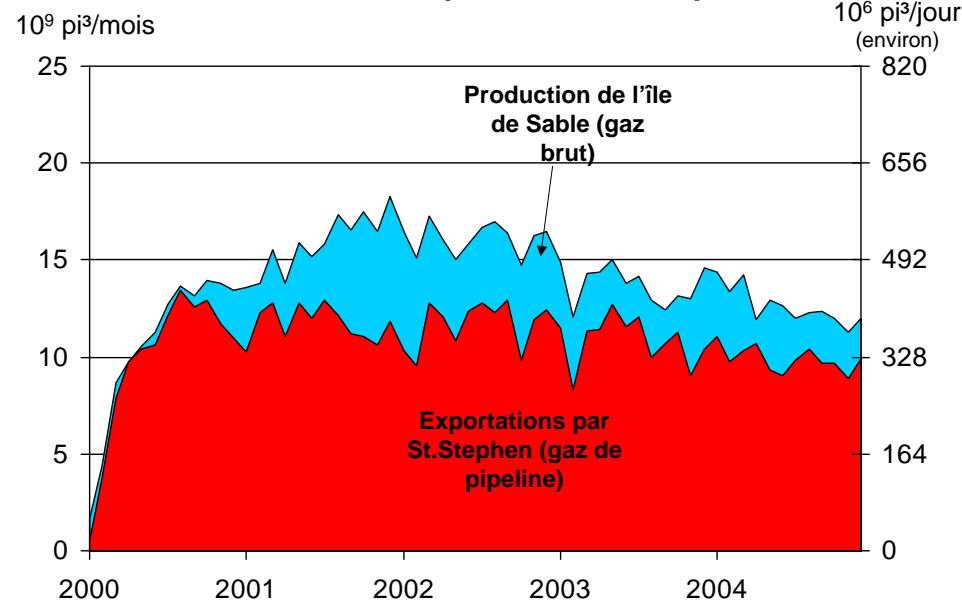
La production de gaz naturel au Canada



Sources: Statistique Canada, OCNÉHE, Commission du pétrole et du gaz de la C.-B., estimations de RNCan

Figure 28

Plateau néo-écossais : production et exportations



Sources: OCNÉHE, ONÉ

En 2004, la production canadienne de gaz naturel commercialisable s'est chiffrée à 5 904 10⁹ pi³, une augmentation de 0,5 % après une diminution de 4 % en 2003.

La production de l'île de Sable continue de diminuer, malgré l'ajout d'un cinquième champ – South Venture. En 2004, la production moyenne a été de 420 10⁶ pi³/j, une diminution par rapport à 450 10⁶ pi³/j en 2003.

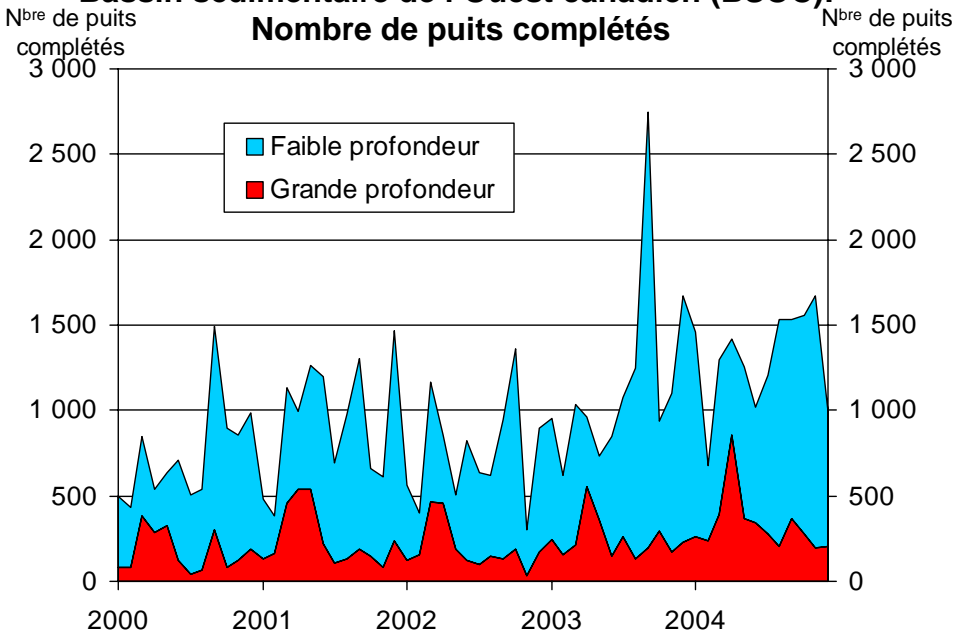
La production du champ de gaz naturel de Ladyfern, situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique, a continué à diminuer en 2004, chutant de 41 % pour se chiffrer à 47 10⁹ pi³, après un sommet de 187 10⁹ pi³ en 2002. Cependant, en 2004, la production globale a augmenté de 2 % en Colombie-Britannique. En Alberta, la production est demeurée stable en raison des nombreuses activités de forage et de l'augmentation de la production du méthane de houille. En Saskatchewan, la production a augmenté de 14 10⁹ pi³, alors que la production combinée du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest a chuté de 8 10⁹ pi³.

La croissance de l'offre canadienne de gaz naturel est attribuable en grande partie à la production de gaz naturel du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PEEIS), situé au large de la Nouvelle-Écosse, qui a commencé en 2000. Cette production a atteint un sommet en décembre 2001 - une moyenne de presque 590 10⁶ pi³/j, mais diminue depuis cette date. En 2004, elle s'est chiffrée à 143 10⁹ pi³, comparativement à 184 10⁹ pi³ en 2003. La production a débuté à la fin de 2004 dans le cinquième champ – South Venture.

La plupart du gaz naturel est exporté vers les États-Unis par St. Stephen (Nouveau-Brunswick). En 2004, environ 73 % du gaz naturel produit à l'île de Sable a été exporté aux États-Unis. Le reste (27 %) a été écoulé sur les marchés canadiens de l'Atlantique.

Figure 29

**Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC):
Nombre de puits complétés**



Source: Daily Oil Bulletin

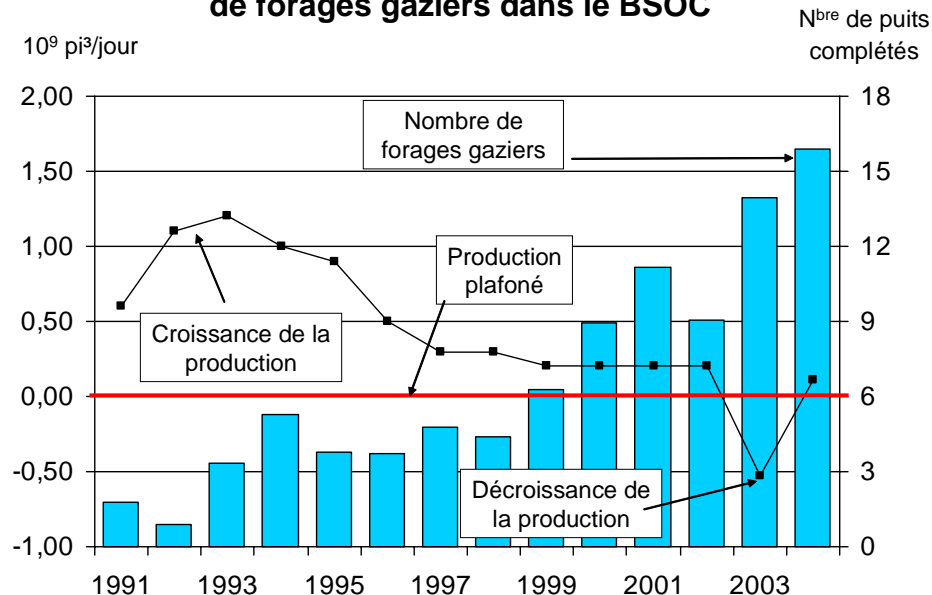
Bien que 2003 ait été une année record en ce qui concerne les activités dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), les activités de forage ont tout de même augmenté de 12 % en 2004.

Plus de 15 600 puits ont été forés l'année passée dans le BSOC, surpassant le record précédent de 13 900 atteint en 2003. En 2004, on a foré en moyenne plus de 40 puits de gaz naturel par jour ou plus de 1 300 par mois. Cette activité est exceptionnelle si on la compare aux 365 puits forés par mois en 1998 et aux 1 000 puits forés au cours de l'année 1992.

En 2004, le forage à faible profondeur a augmenté de 6 % et le forage à grande profondeur, de 35 %, comparativement à 2003. En 2004, 25 % des puits forés dans le BSOC l'ont été à grande profondeur, comparativement à 21 % en 2003.

Figure 30

Augmentation de la production et nombre de forages gaziers dans le BSOC



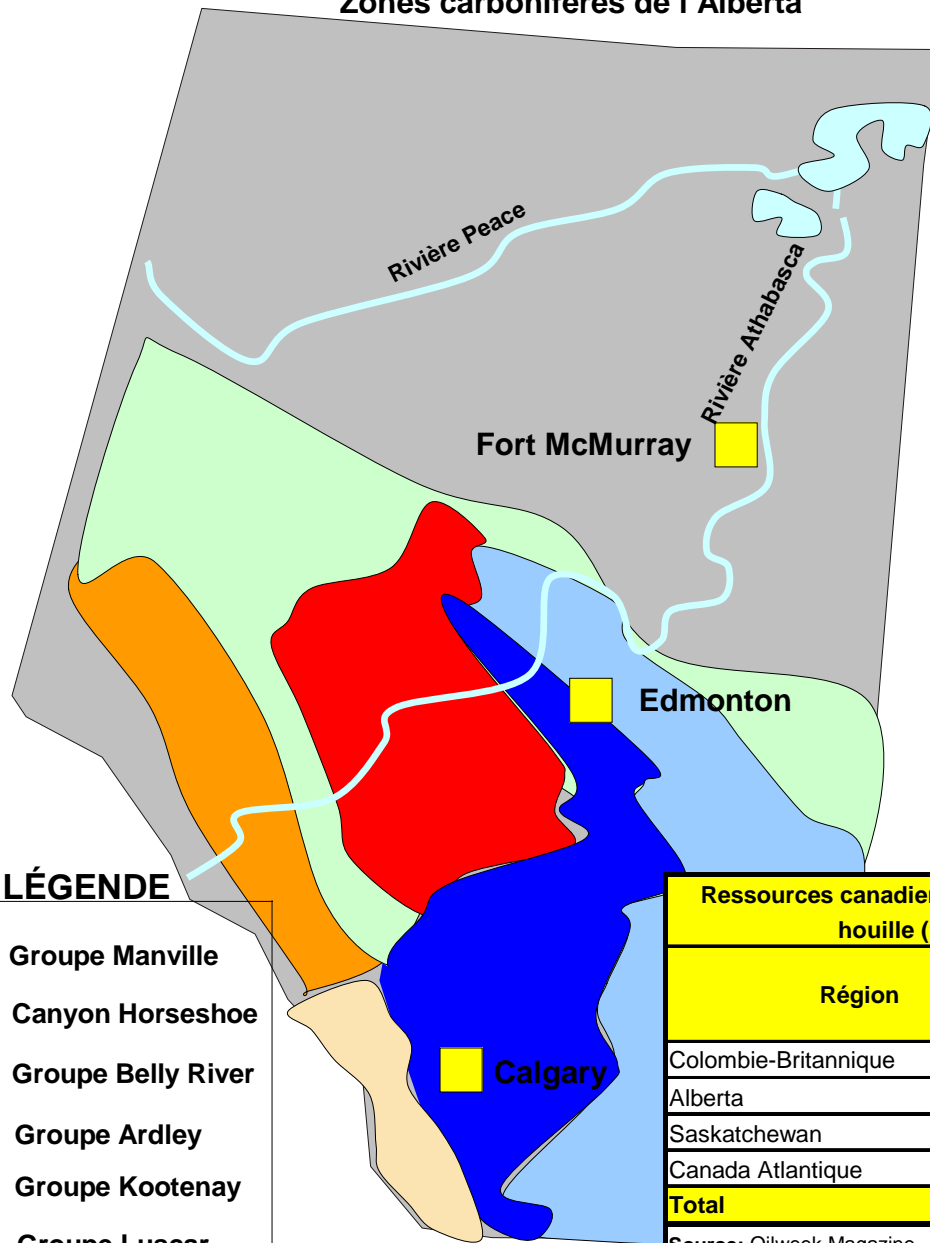
Sources: Statistique Canada, ACPP, Daily Oil Bulletin

La figure 30 illustre la relation entre les puits de gaz naturel forés et les variations annuelles de la production du gaz naturel dans le BSOC. La ligne rouge représente une croissance de la production nulle.

Au début des années 1990, on forait environ 4 000 nouveaux puits chaque année dans le BSOC et la production était en constante progression. En 2003, on a foré près de 14 000 puits, mais la production réelle a reculé de $0,53 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$. En 2004, plus de 15 600 puits ont été forés, et malgré tout, la production dans l'Ouest du Canada n'a progressé que d'environ $0,11 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$.

Malgré un nombre record de nouveaux puits forés, la production demeure relativement stagnante, parce que les activités d'exploration ne permettent maintenant de découvrir que des gisements de plus en plus petits, étant donné que le BSOC arrive à maturité. L'intensité des activités de forage est annulée par la plus faible productivité initiale des nouveaux puits et, dans certains cas, par leur vitesse de déclin supérieure. Il faut donc augmenter considérablement les activités de forage simplement pour maintenir la production totale.

Carte 8
Zones carbonifères de l'Alberta



LÉGENDE

- Groupe Manville
- Canyon Horseshoe
- Groupe Belly River
- Groupe Ardley
- Groupe Kootenay
- Groupe Luscar

Ressources canadiennes en méthane de houille (10^{12} pi^3)	
Région	Gaz naturel en place
Colombie-Britannique	90
Alberta	412
Saskatchewan	15
Canada Atlantique	22
Total	539

Source: Oilweek Magazine

La carte 8 montre divers gisements carbonifères situés en Alberta, qui fournissent et fourniront le méthane de houille.

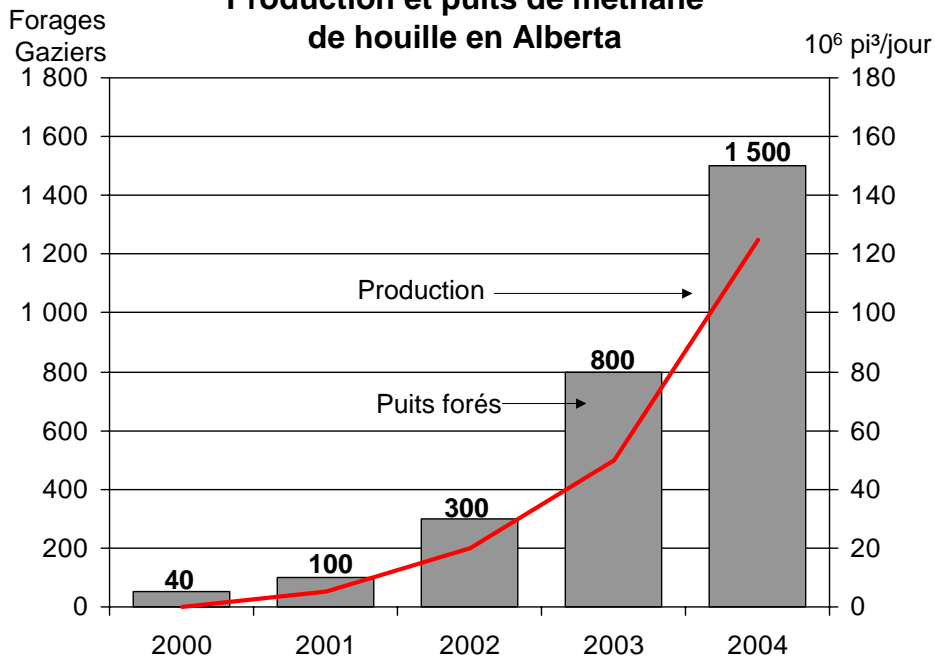
Le charbon du canyon Horseshoe, bien qu'il ne contienne que des concentrations relativement faibles de gaz naturel, a l'avantage d'être peu profond, maigre et très perméable. C'est pourquoi le forage ne coûte pas cher et qu'il ne crée pas de problèmes liés à l'évacuation de l'eau. Actuellement, toute la production canadienne de méthane de houille provient du canyon Horseshoe.

Le charbon de Manville est situé dans les zones vertes. Bien que ce charbon constitue la plus importante ressource éventuelle, il pose un défi de production, parce qu'il est très profond et peu perméable. De plus, il génère de l'eau saline, qui doit être réinjectée dans des aquifères profonds – un processus coûteux.

Il existe en Alberta quatre autres régions carbonifères : le groupe de Belly River, le groupe d'Ardley, le groupe de Kootenay et le groupe de Luscar.

On estime que le méthane de houille du Canada contient au total $539 \times 10^{12} \text{ pi}^3$ de gaz naturel. On ignore encore quelle proportion de ce gaz est récupérable de façon rentable.

Figure 31
Production et puits de méthane
de houille en Alberta



Sources: ONÉ, estimations de RNCAN

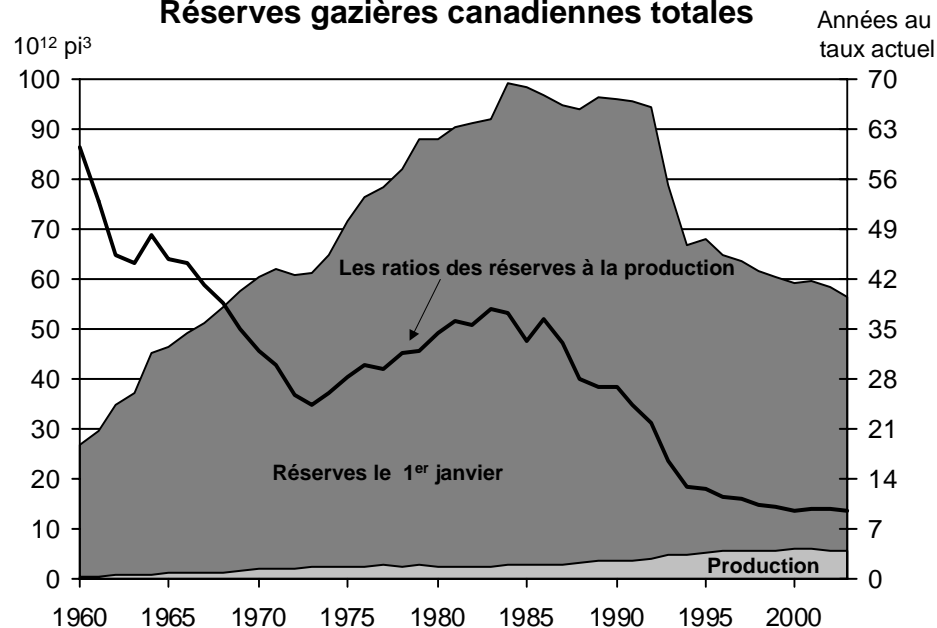
La figure 31 représente le forage et la production liés au méthane de houille en Alberta. En 2004, 1 500 puits de méthane de houille ont été forés dans cette province, soit presque le double qu'en 2003. De plus, selon les prévisions de l'ONÉ, ce nombre devrait doubler encore une fois en 2005.

À la fin de 2004, la production de méthane de houille se chiffrait à environ 125 10⁶ pi³/j (ce qui équivaut à 30 % de la production actuelle de gaz naturel à l'île de Sable) et provenait de 1 500 puits.

La production d'un puits de méthane de houille est beaucoup plus faible que celle d'un puits classique foré dans le BSOC. Habituellement, il faut de six à huit puits de méthane de houille pour obtenir la production d'un puits de gaz naturel classique peu profond situé en Alberta.

Figure 32

Réserves gazières canadiennes totales



Sources: ONÉ, ACPP, Statistique Canada

La comparaison à la même échelle des réserves prouvées et de la production est utile aux fins de l'analyse de la maturité du bassin.

Les réserves canadiennes ont atteint un sommet en 1983, mais ont diminué très rapidement jusqu'à 1994, où la baisse a ralenti. Elles continuent de s'appauvrir, mais plus lentement. Cette tendance s'est maintenue en 2004, alors que les réserves canadiennes de gaz naturel ont diminué de 2,6 10¹² pi³ pour se chiffrer à 56,5 10¹² pi³, en grande partie en raison des révisions à la baisse qui ont été faites en Alberta et dans les zones extracôtières du Canada atlantique.

Le ratio canadien réserves/production a diminué rapidement de la mi-1980 à la fin des années 1990. Actuellement, il est de 9,78, ce qui est comparable au ratio américain ainsi qu'au ratio canadien de 37,5 d'il y a 20 ans, avant que les marchés du gaz naturel ne soient déréglementés.

Tableau 8

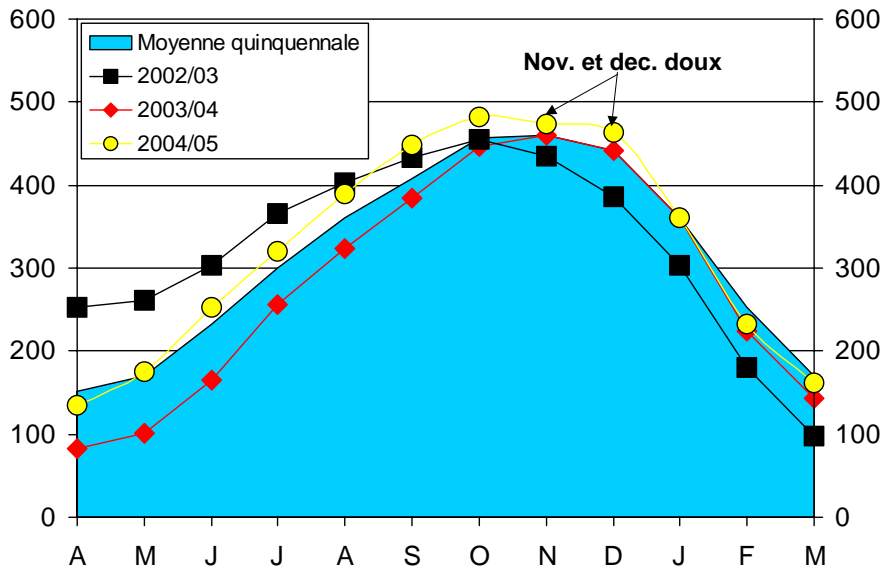
Projets de terminaux d'importation de GNL canadiens					
Promoteur(s) (Nom)	Emplacement	Coût (\$CAN)	Capacité de livraison (10 ⁹ pi ³ / jour)	Première date prévue de mise en service	État d'avancement
PROJETS APPROUVÉS					
Anadarko Petroleum Corporation (Bear Head LNG)	Détroit de Canso, N.-É.	650 millions	1,00	2008	Approbation de l'évaluation environnementale fédérale-provinciale reçue en août 2004.
Irving Oil Limited/Repsol YPF (Canaport LNG)	Saint John, N.-B.	750 millions	1,00	2008	Approbation de l'évaluation environnementale fédérale-provinciale reçue en août 2004.
PROJETS EN COURS D'EXAMEN					
Enbridge/Gaz Métro/ Gaz de France (Rabaska)	Beaumont, Qué	700 millions	0,50	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en juin 2004.
Keltic Petrochemicals	Goldboro, N.-É.	4 milliards ¹	1,00	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en août 2004.
Kitimat LNG Inc.	Kitimat, C.-B.	500 millions	0,61	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en août 2004.
TransCanada/Petro-Canada (Cacouna Energy Project)	Gros Cacouna, Qué	660 millions	0,50	2009	Évaluation environnementale fédérale-provinciale en cours. Processus amorcé en septembre 2004.
PROJETS ANNONCÉS					
Westpac Terminals Inc.	Prince Rupert, C.-B.	200 millions	0,30	2009	À l'étape de la conception. L'examen du projet n'est pas encore amorcé.
TOTAL POUR LE CANADA			4,91		
Sources: Publications sectorielles et Sites Web d'entreprises. Nota: ¹ Usine pétrochimique et terminal d'importation de GNL intégrés.					

Le tableau 8 présente des renseignements sur les sept terminaux d'importation de GNL proposés pour le Canada. Bien que le Canada n'importe pas encore le GNL, il y a de nombreux projets de construction de terminaux d'importation de GNL au Canada atlantique, au Québec et en Colombie-Britannique. Un grand nombre de ces projets sont à l'étape de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire. La capacité d'acheminement combinée de tous les terminaux d'importation de GNL proposés pour le Canada est près de 5 10⁹ pi³/j; le coût des projets varie de 200 à 750 millions \$CAN, selon leur portée et leur ampleur. On estime que le coût du projet proposé par Keltic Petrochemicals pour Goldboro (Nouvelle-Écosse) est de 4 milliards \$CAN, mais ce coût comprend aussi une usine pétrochimique, une centrale de cogénération et une nouvelle autoroute. D'autres projets sont aussi à l'étude mais ne sont pas inclus dans le tableau ci-haut, par exemple un terminal d'importation de GNL proposé au Saquenay, Québec.

Au Canada, chaque installation de GNL nécessiterait un investissement d'environ 500 millions \$CAN. Ces installations fourniraient une nouvelle source de gaz naturel aux consommateurs du Canada et donneraient l'occasion de prolonger les gazoducs canadiens. On trouvera à l'annexe 3 davantage de renseignements sur les projets canadiens d'importation de GNL.

Figure 33
Stockage au Canada

10⁹ pi³, au début du mois



Source: Estimations de RNCAN fondées sur les données hebdomadaires de Canadian Enerdata.

Grâce aux températures clémentes qu'il y a eues au cours du cycle de stockage de 2004-2005, les stocks sont demeurés à des niveaux raisonnables.

Les températures plus fraîches qu'il y a eues au cours de l'été 2004 dans l'ensemble du Canada ont réduit la demande de gaz naturel aux fins de la production d'électricité, ce qui a permis aux exploitants de faire d'importantes injections de gaz naturel dans les stocks.

Au début de la saison de chauffage de 2004-2005, les températures sont demeurées clémentes dans l'ensemble du Canada en novembre, mais ont chuté en décembre et en janvier, faisant baisser le niveau des stocks. Cependant, ceux-ci sont demeurés élevés grâce aux importantes injections faites au cours de l'été 2004. Au 1^{er} avril 2005, les stocks sont les mêmes qu'au 1^{er} avril 2004, c'est-à-dire 130 10⁹ pi³.

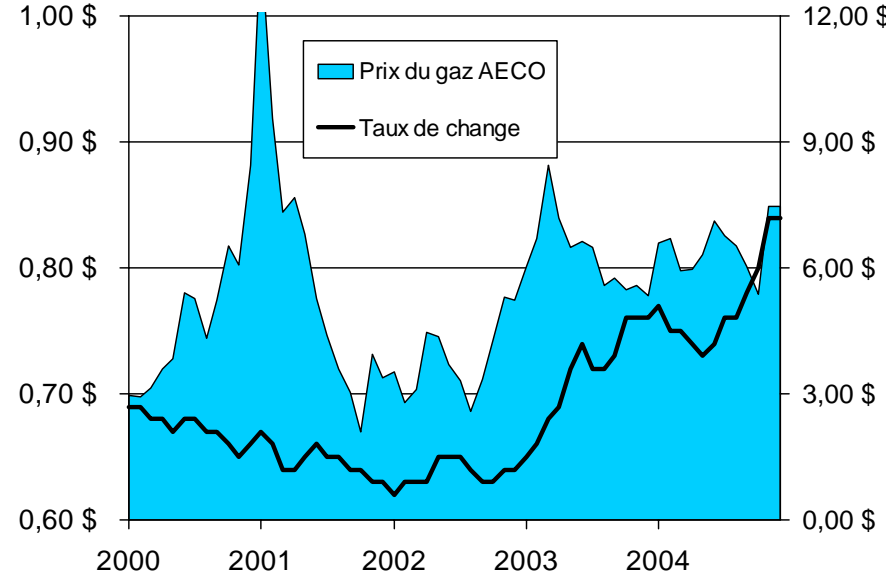
Figure 34

Taux de change¹ entre le Canada et les États-Unis et les prix du gaz naturel

10⁹ pi³, au début du mois

Taux de change \$US

Prix du gaz \$CAN/GJ

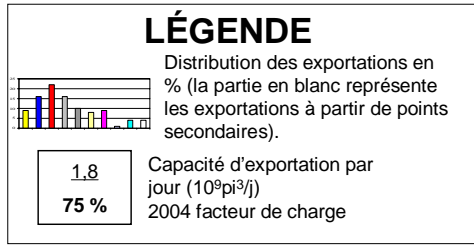
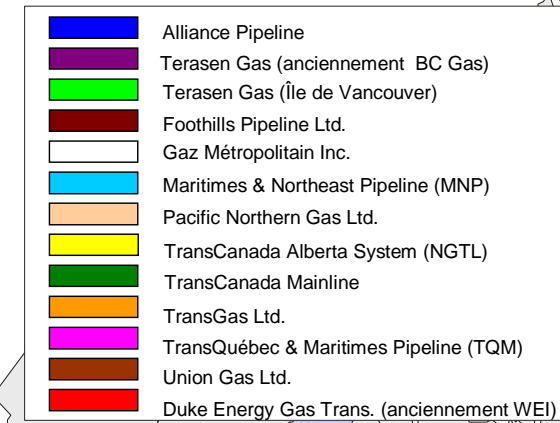


Sources: GLJ, ONÉ Nota: (1) Dollars Américains nécessaires pour acheter un dollar Canadien.

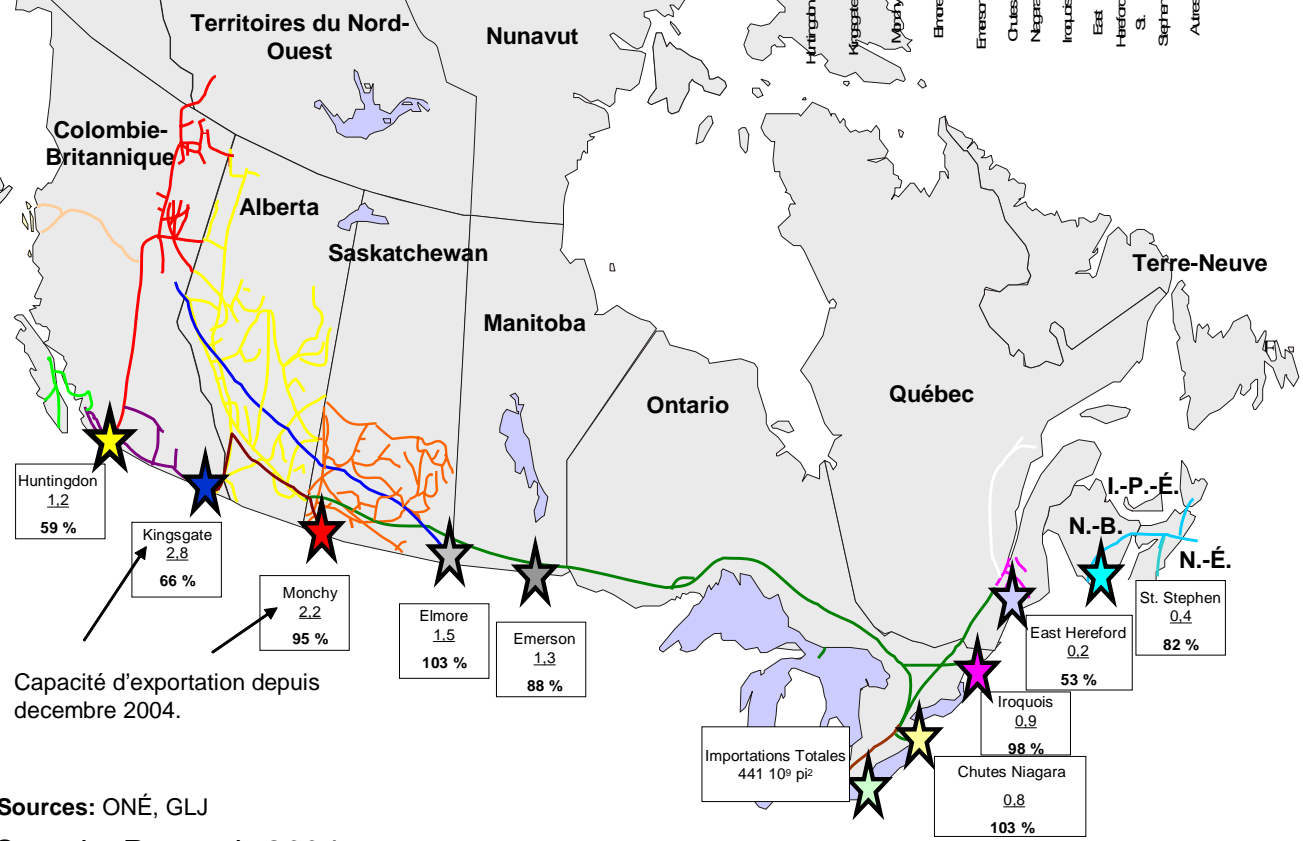
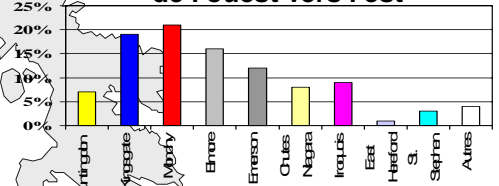
Comme les marchés canadien et américain du gaz naturel sont très intégrés, les prix sont habituellement similaires dans ces deux marchés. C'est pourquoi la variation du taux de change influe sur les prix canadiens du gaz naturel. Pendant plusieurs années (jusqu'en 2003), la valeur du dollar canadien diminuait par rapport à celle du dollar américain, ce qui a fait monter le prix du gaz naturel en dollars canadiens.

Cependant, pour la deuxième année consécutive, l'appréciation du dollar canadien compte au nombre des événements économiques les plus marquants de l'année au Canada. En effet, la valeur du dollar canadien a augmenté en moyenne de 5 cents par rapport à celle du dollar américain, après une augmentation de 7 cents en 2003. L'appréciation du dollar canadien exerce une pression à la baisse sur les prix canadiens. Ainsi, si le taux de change était le même que celui de 2000, c'est-à-dire 0,67 \$US, le prix moyen du gaz naturel canadien en 2004 aurait été de 7,17 \$CAN/GJ, plutôt que 6,52 \$CAN/GJ, comme c'est le cas actuellement.

Principaux gazoducs canadiens et capacité d'exportation de 2004



Volumes d'exportation par point: de l'ouest vers l'est



La carte 9 présente l'emplacement de la principale infrastructure canadienne de transport du gaz naturel, y compris la capacité d'exportation des gazoducs canadiens aux principaux points frontaliers.

Cette carte montre aussi les facteurs de charge moyens pour l'année 2004. Le facteur de charge représente le rapport entre le montant réel de gaz naturel transporté dans un gazoduc et la quantité de gaz naturel que peut transporter le gazoduc. Le facteur de charge peut être supérieur à 100 p. cent, comme ce fut le cas en 2004 pour les gazoducs d'Elmore et des chutes Niagara.

En 2004, le total des exportations brutes vers les États-Unis s'est établi à 3 602 10⁹ pi³, une augmentation d'environ 3 % par rapport à 2003.

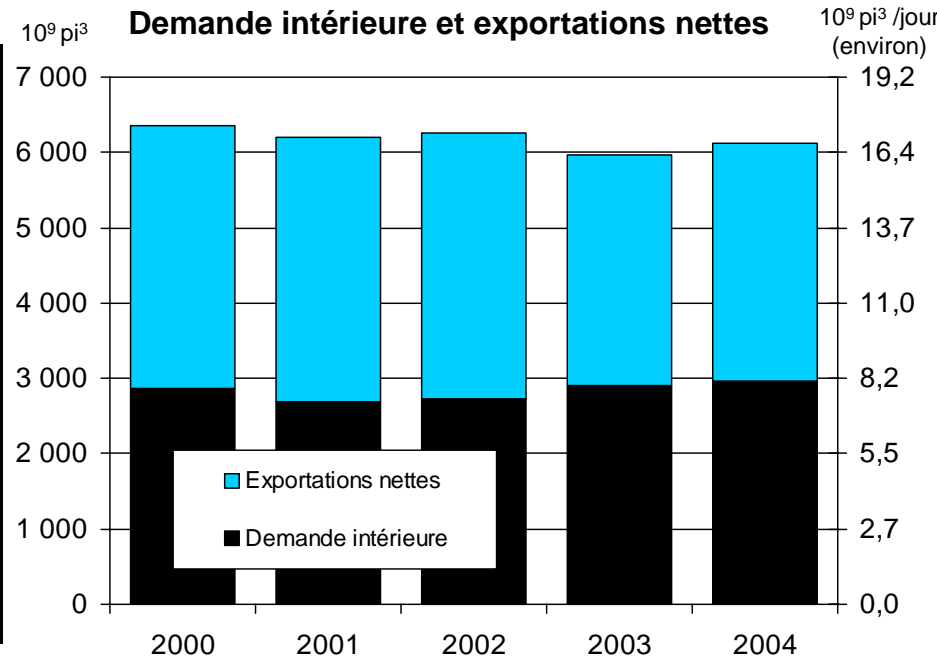
Pour ce qui est des volumes, le diagramme inséré montre que la plus grande partie des exportations de gaz naturel ont passé par Monchy, Kingsgate, Elmore et Emerson.

Tableau 9
Ventes canadiennes totales de gaz

	2004 (10 ⁹ pi ³)	2003 (10 ⁹ pi ³)	Change- ment (10 ⁹ pi ³)	Change- ment % (04 vs 03)
Exportations brutes vers l'Ouest des É.-U.	937	866	72	8 %
Exportations brutes vers le Midwest des É.-U.	1 776	1 716	60	3 %
Exportations brutes vers le Nord-Est des É.-U.	890	899	- 9	-1 %
Exportations brutes totales ¹	3 602	3 481	121	3 %
Importations en provenance des É.-U.	441	437	4	1 %
Exportations nettes²	3 161	3 044	117	4 %
Demande de l'Ouest du Canada	1 676	1 582	94	6 %
Demande de l'Est du Canada	1 283	1 342	- 59	-4 %
Demande canadienne totale	2 959	2 924	35	1 %
Exportations nettes	3 161	3 044	117	4 %
Demande canadienne	2 959	2 914	45	2 %
Ventes canadiennes totales de gaz³	6 120	5 958	162	3 %

Sources: ONÉ, Statistique Canada, estimation RNCan. **Nota:** ¹ Les exportations brutes correspondent aux flux de gaz entrant aux États-Unis à partir du Canada qui ont été considérées comme des exportations. Ces flux diffèrent du gaz transporté par le gazoduc Great Lakes aux États-Unis qui revient sans interruption au Canada. Ce gaz n'est considéré ni comme une exportation ni comme une importation et est inclus dans le gaz canadien vendu sur le marché intérieur. ² Les exportations nettes correspondent aux exportations brutes moins les importations. ³ Les ventes canadiennes totales de gaz égalent les exportations nettes plus la demande canadienne.

Figure 35



Sources: Statistiques Canada, ONÉ

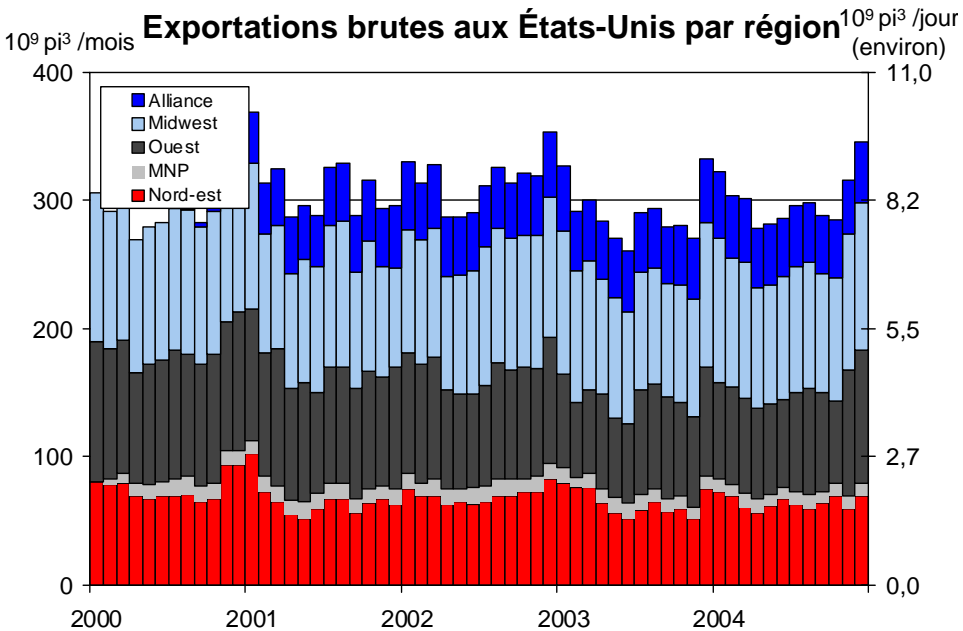
En 2004, les exportations brutes vers les États-Unis ont augmenté de 3 % et les exportations canadiennes nettes de gaz naturel, de 4 % par rapport à 2003. Les importations ont augmenté de 1 %, mais pas suffisamment pour ralentir la croissance des exportations. Ce sont les exportations vers l'Ouest des États-Unis qui ont connu la croissance la plus prononcée, c'est-à-dire une augmentation de 8 % ou de 72 10⁹ pi³. Cela correspond à l'augmentation de la demande dans l'Ouest des États-Unis.

Dans l'ensemble, la demande canadienne de gaz naturel a augmenté de 1 %. En 2004, l'augmentation de la demande de gaz naturel dans l'Ouest du Canada a été partiellement compensée par la réduction de la demande de gaz naturel dans l'Est du Canada.

Le total des ventes de gaz naturel canadien a augmenté de 3 %, une amélioration par rapport à la réduction de 4 % enregistrée en 2003. La demande intérieure et les exportations nettes ont augmenté (1 % et 4 %) en 2004, comparativement à 2003.

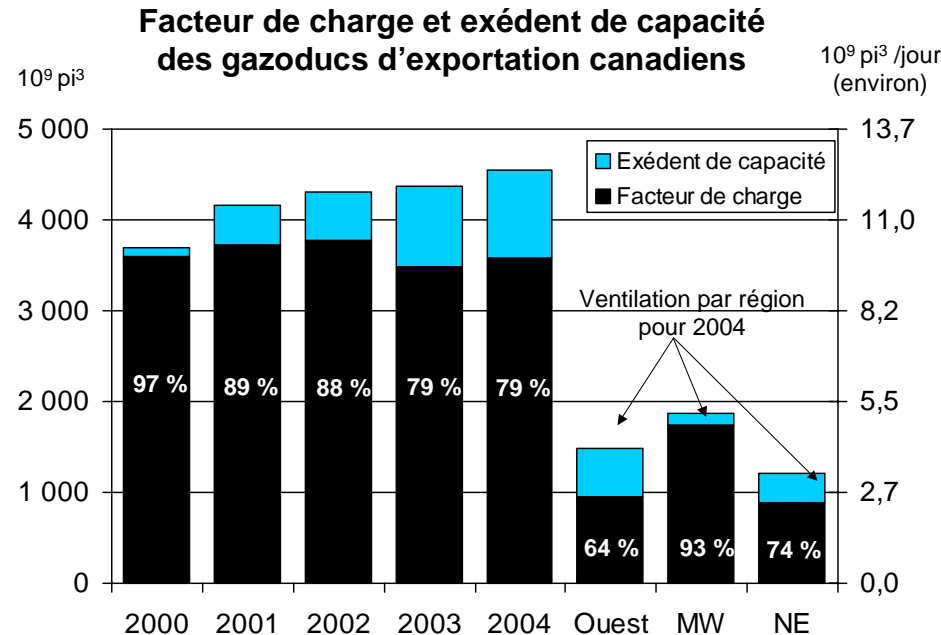
Le Canada est toujours un important exportateur de gaz naturel vers les États-Unis, puisque les exportations nettes représentent 52 % du total des ventes de gaz naturel canadien et près de 16 % de la demande américaine de gaz naturel.

Figure 36



Source: ONÉ **Nota:** Les exportations du Nord-Est ne comprennent pas les volumes acheminés par Le Gazoduc de MNP. Les exportations du Midwest ne comprennent pas les volumes acheminés par le Gazoduc d'Alliance.

Figure 37



Source: GLJ

Les exportations de gaz naturel sont toujours assujetties à une variation saisonnière : elles atteignent un sommet au cours de la saison de chauffage et descendent généralement à leur plus bas niveau au cours de l'été et des mois intermédiaire (avril et novembre).

Comparativement à 2003, les exportations vers les États-Unis ont connu une légère tendance à la baisse dans le gazoducs de Maritimes & Northeast Pipeline (MNP). Les volumes transportés dans le gazoduc d'Alliance sont relativement stables en raison des contrats à long terme.

Les exportations vers l'Ouest et le Midwest des États-Unis ont connu une tendance à la hausse comparativement à 2003. Cela correspond aux chiffres sur la demande américaine, qui a considérablement augmenté dans l'Ouest en grande partie parce qu'on a besoin de gaz naturel pour produire de l'électricité.

La figure 37 montre les exportations canadiennes achetées à contrat, comparativement à la capacité d'exportation, à partir de 2000 jusqu'à 2004. La capacité d'exportation tout comme l'excédent de capacité ont augmenté au fil des ans. L'augmentation des exportations en 2004 n'a pas eu d'effet sur le facteur de charge global des gazoducs d'exportation canadiens en raison de l'augmentation de la capacité globale.

En 2004, ce sont en grande partie les exportations vers l'Ouest des États-Unis qui ont augmenté. Le facteur de charge dans l'Ouest est passé de 51 % en 2003 à 64 % en 2004.

Le Canada atlantique conserve un important excédent de capacité, particulièrement à East Hereford et à St. Stephen.

Tableau 10
Prix sur le marché intérieur et à l'exportation

Prix à l'exportation à la frontière internationale						Prix américains	Marchés canadiens			
Année	Mois	Ouest	MW	N.-E.	Moyenne	NYMEX	AECO	AECO	Huntingdon	Westcoast St 2
		\$US/10 ⁶ BTU	\$US/10 ⁶ BTU	\$US/10 ⁶ BTU	\$US/10 ⁶ BTU	\$US/10 ⁶ BTU	\$CAN/GJ	\$US/10 ⁶ BTU	\$US/10 ⁶ BTU	\$US/10 ⁶ BTU
2002		2,72 \$	3,13 \$	3,49 \$	3,07 \$	3,22 \$	3,83 \$	2,57 \$	2,68 \$	2,56 \$
2003		4,70 \$	5,13 \$	5,46 \$	5,10 \$	5,39 \$	6,31 \$	4,75 \$	4,66 \$	4,53 \$
2004	Janvier	5,23 \$	5,82 \$	6,68 \$	5,91 \$	6,15 \$	6,58 \$	5,36 \$	5,20 \$	4,99 \$
	Février	4,97 \$	5,47 \$	6,14 \$	5,53 \$	5,77 \$	6,70 \$	5,32 \$	5,20 \$	4,99 \$
	Mars	4,68 \$	4,98 \$	5,52 \$	5,06 \$	5,15 \$	5,93 \$	4,71 \$	4,42 \$	4,21 \$
	Avril	4,68 \$	5,11 \$	5,69 \$	5,16 \$	5,37 \$	5,95 \$	4,73 \$	4,51 \$	4,30 \$
	Mai	4,93 \$	5,46 \$	5,85 \$	5,41 \$	5,94 \$	6,33 \$	4,98 \$	5,02 \$	4,82 \$
	Juin	5,32 \$	5,96 \$	6,45 \$	5,91 \$	6,68 \$	7,12 \$	5,45 \$	5,58 \$	5,38 \$
	Juillet	5,24 \$	5,77 \$	6,19 \$	5,73 \$	6,14 \$	6,78 \$	5,27 \$	5,20 \$	4,99 \$
	Août	5,11 \$	5,53 \$	5,93 \$	5,52 \$	6,05 \$	6,51 \$	5,19 \$	5,34 \$	5,13 \$
	Septembre	4,63 \$	4,84 \$	5,04 \$	4,83 \$	5,08 \$	6,02 \$	4,84 \$	4,56 \$	4,34 \$
	Octobre	4,68 \$	5,21 \$	5,49 \$	5,13 \$	5,72 \$	5,38 \$	4,41 \$	4,65 \$	4,43 \$
	Novembre	6,19 \$	7,08 \$	6,66 \$	6,64 \$	7,63 \$	7,48 \$	6,32 \$	7,18 \$	6,95 \$
	Décembre	6,22 \$	6,89 \$	7,25 \$	6,78 \$	7,98 \$	7,46 \$	6,58 \$	6,23 \$	6,00 \$
2004	Moyenne	5,15 \$	5,68 \$	6,07 \$	5,64 \$	6,14 \$	6,52 \$	5,26 \$	5,26 \$	5,04 \$
2003	Moyenne	4,70 \$	5,13 \$	5,46 \$	5,10 \$	5,39 \$	6,31 \$	4,75 \$	4,66 \$	4,53 \$
2003/04	Changement % ¹	10 %	11 %	11 %	11 %	14 %	3 %	11 %	13 %	11 %

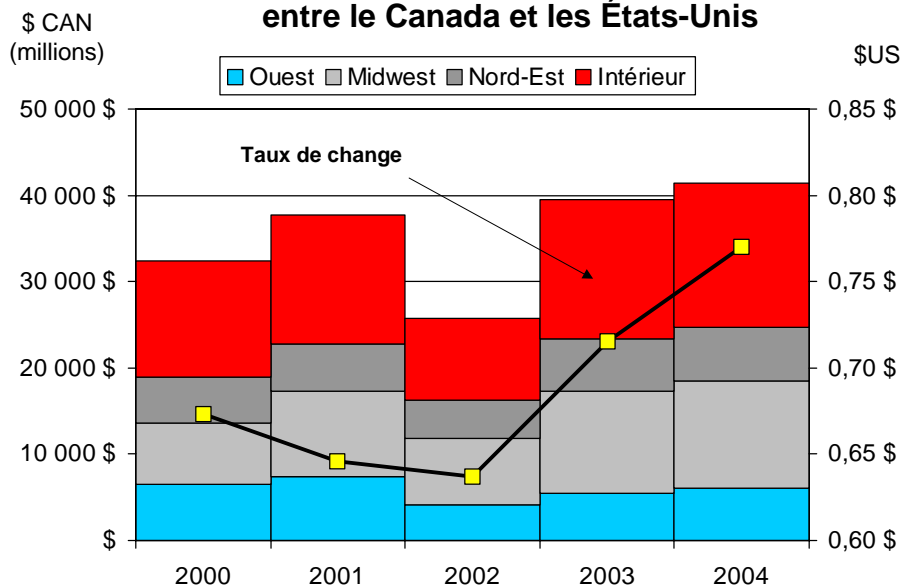
Sources: GLJ, ONÉ, estimations de RNCan Nota: ¹ Pourcentage annuel de variation des prix entre 2003 et 2004

Les prix à l'exportation à la frontière internationale sont étroitement liés aux prix NYMEX. Les prix NYMEX du gaz naturel ont augmenté (14 %) en 2004, comparativement à 2003, et les prix canadiens à l'exportation à la frontière internationale en ont fait autant (11 %). Les prix à l'exportation sont plus bas dans la région productrice de l'Ouest du Canada et plus élevés dans l'énergivore région du Nord-Est, où les gazoducs sont parfois limités.

En 2004, le prix AECO moyen du gaz naturel a été 6,52 \$CAN/GJ (le plus bas, 5,38 \$CAN/GJ; et le plus élevé, 8,78 \$CAN/GJ). En 2004, les prix au comptant AECO ont été supérieurs de 3 % à ceux de 2003. Bien que le prix du gaz naturel n'ait augmenté que d'environ 3 % (en dollars canadiens) en 2004, l'effet a été beaucoup plus important compte tenu de l'appréciation du dollar. Les prix AECO en \$US/million BTU ont augmenté de 11 % en 2004.

Figure 38

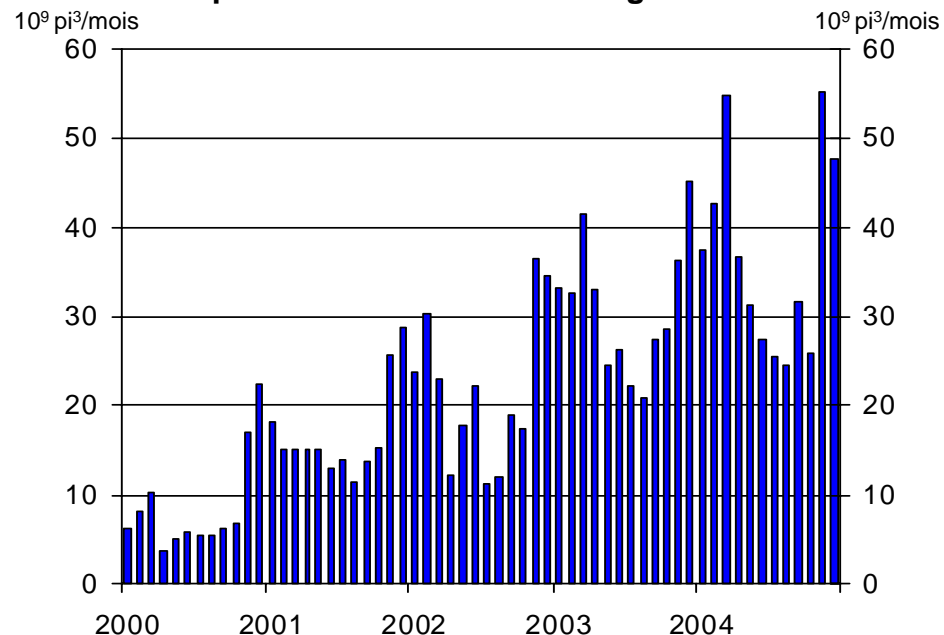
Revenus d'exportation vs taux de change¹
entre le Canada et les États-Unis



Sources: GLJ, ONÉ. Nota: (1) Dollars Américains nécessaires pour acheter un dollar Canadien.

Figure 39

Importations canadiennes de gaz naturel



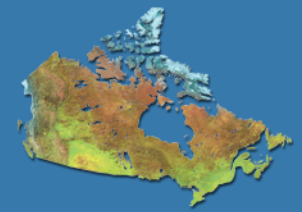
Source: ONÉ

En 2004, les recettes d'exportation à la sortie de l'usine de gaz naturel ont atteint un nouveau record grâce à des recettes d'environ 24,7 milliards \$CAN et à des ventes intérieures de 16,8 milliards \$CAN. L'augmentation des exportations et les prix élevés du gaz naturel ont contribué à l'atteinte de ce record.

L'appréciation du dollar canadien a eu un effet négatif sur les recettes d'exportation. En 2004, la valeur du dollar canadien était en moyenne de 0,77 \$US. Plus la valeur du dollar canadien augmente par rapport à celle du dollar américain, comme ce fut le cas en 2003 et en 2004, plus les recettes d'exportation de gaz naturel diminuent lorsqu'elles sont converties en dollars canadiens. Cependant, la forte demande américaine de gaz naturel canadien et les prix élevés du gaz naturel ont plus que compensé la diminution des recettes d'exportation attribuable à l'appréciation du dollar canadien.

La figure 39 montre les tendances des importations canadiennes de gaz naturel. Le gaz naturel est importé au Canada principalement aux terminaux d'importation de Courtright et de St. Clair, situés dans le sud de l'Ontario. En 2004, on y a importé en moyenne 652 10⁶ pi³/j et 223 10⁶ pi³/j respectivement. Au cours des dernières années, les importations canadiennes ont augmenté pour diverses raisons. Le centre de commerce de Dawn situé à Chatham (Ontario) offre aux expéditeurs de nombreuses options pour vendre leur gaz naturel. Ceux-ci préfèrent le paiement en liquidités, et il existe de nombreuses voies de transport pour expédier le gaz naturel vers Dawn. En outre, depuis 2000, le gazoduc d'Alliance constitue une solution de remplacement au principal gazoduc canadien de TransCanada Pipelines pour transporter le gaz naturel vers le sud de l'Ontario en passant par Chicago.

Les importations de gaz naturel de 2004 sont sensiblement les mêmes que celles de 2003, n'ayant qu'augmenté que de 1 %, passant de 437 à 441 10⁹ pi³.

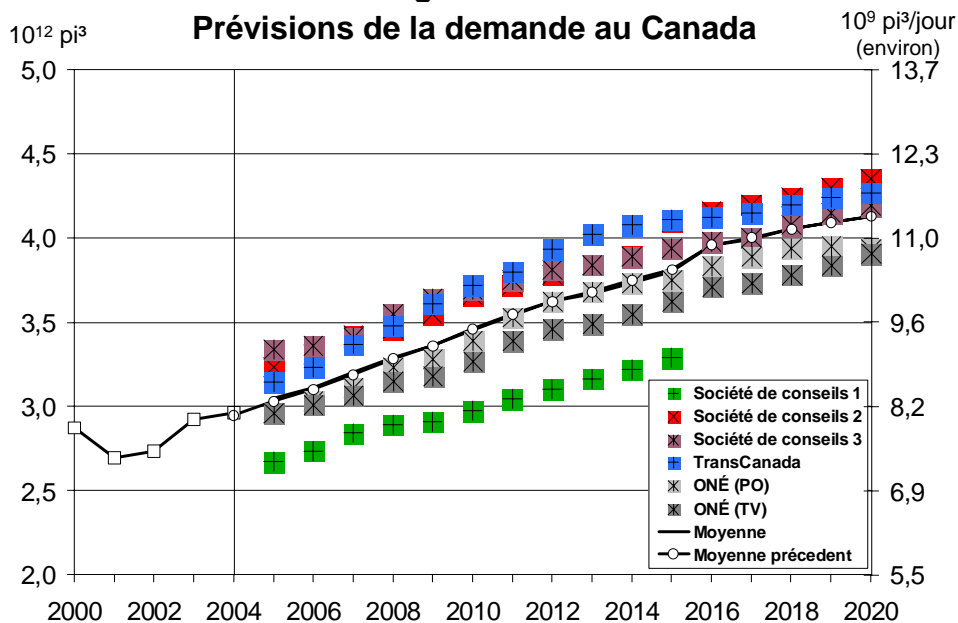


Partie II : Marché canadien du gaz naturel

» Perspectives jusqu'à 2020

Figure 40

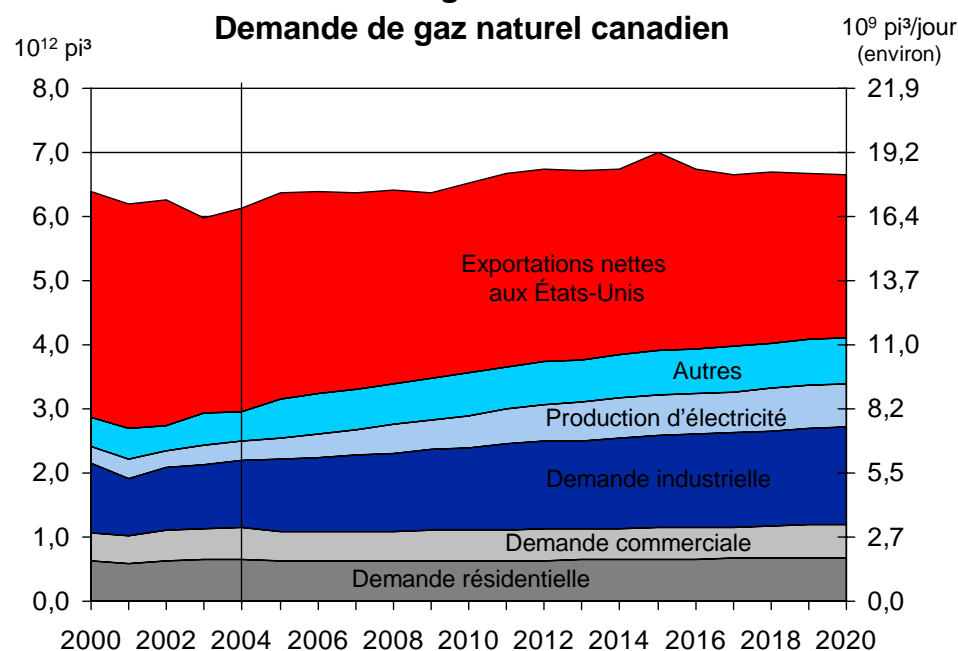
Prévisions de la demande au Canada



Sources: ONÉ, TransCanada et consultant divers. **Nota:** Données historiques de Statistique Canada. (2) Les prévisions de TransCanada comprennent les LGN extraits dans les installations de traitement complémentaire de l'Alberta

Figure 41

Demande de gaz naturel canadien



Sources: ONÉ, TransCanada et consultants divers. **Nota:** (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes. (2) Données historiques de Statistique Canada et ONÉ.

La figure 40 présente six prévisions sur la demande canadienne de gaz naturel, la moyenne des prévisions ainsi que la moyenne de l'année précédente.

Selon la moyenne des prévisions, la demande canadienne de gaz naturel se chiffrera à environ 4,1 10¹² pi³ d'ici 2020. Cela représente un taux de croissance annuelle d'environ 2,1 % pour toute la période visée par les prévisions.

Cette prévision « consensuelle » est la même que celle de l'année passée, selon laquelle la demande canadienne de gaz naturel serait de 4,1 10¹² pi³ en 2020. La situation est différente aux États-Unis, où les prévisions sur la demande de gaz naturel à long terme ont été révisées à la baisse.

La figure 41 présente une moyenne ou une interprétation « consensuelle » au sujet de la future demande de gaz naturel canadien selon le secteur.

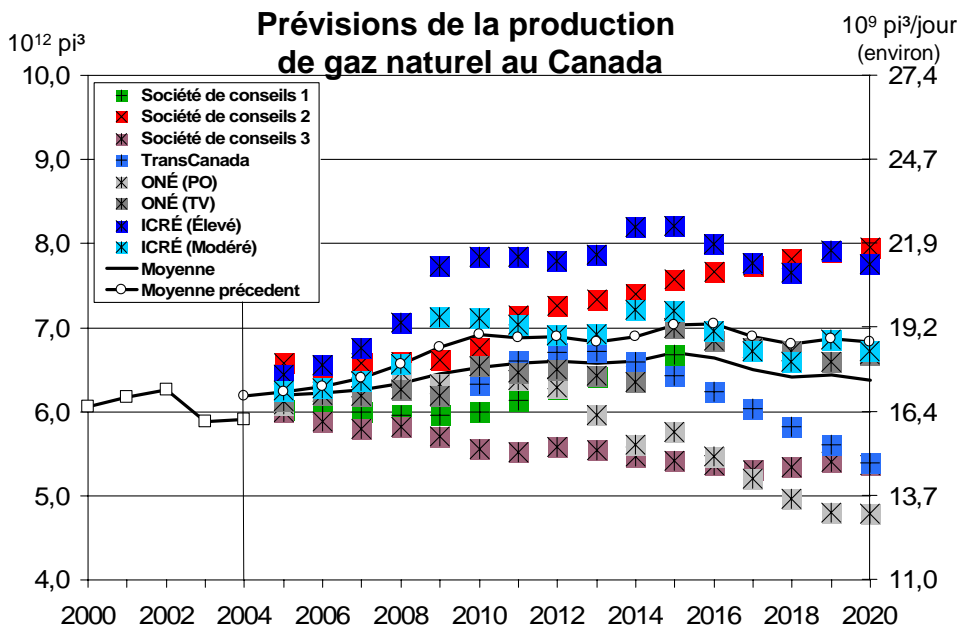
La demande intérieure totale devrait atteindre environ 3 10¹² pi³ d'ici 2005, 3,5 10¹² pi³ en 2010, 3,8 10¹² pi³ en 2015 et 4,1 10¹² pi³ en 2020. Cette augmentation serait en grande partie due à la croissance du secteur industriel énergivore de l'Alberta, ainsi qu'à la production d'électricité en Alberta et en Ontario.

Selon le scénario « consensuel », les exportations de gaz naturel canadien vers les États-Unis ne devraient pas croître beaucoup au cours de la période visée par les prévisions, variant de 2,5 à 3,2 10¹² pi³.

La demande totale de gaz naturel canadien devrait atteindre 6,7 10¹² pi³ d'ici 2020, une augmentation de 10 % par rapport à 2004.

Figure 42

Prévisions de la production de gaz naturel au Canada



Sources: ONÉ, ICRÉ, TransCanada and consultants divers. Nota: Données historiques de Statistique Canada.

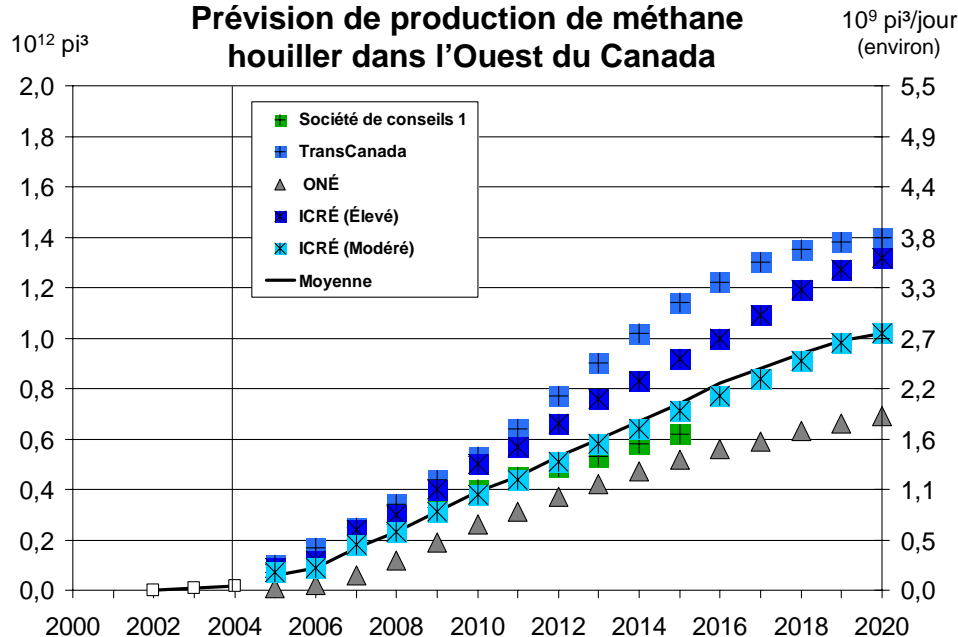
La figure 42 présente huit prévisions sur la production canadienne de gaz naturel dans les régions suivantes : l'Ouest du Canada (gaz naturel classique et non classique); Canada atlantique; et delta du Mackenzie. Selon la moyenne des prévisions, la production canadienne variera de 6 à 7 10^{12} pi^3 pendant la période visée par les prévisions, atteignant $6,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2020. Il s'agit d'une augmentation moyenne annuelle de seulement 0,2 %.

Selon la moyenne des prévisions de l'année passée, la production canadienne de gaz naturel se chiffrerait à environ $6,8 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2020, une augmentation d'environ 6 % par rapport à la prévision courante de 2020.

Cette variation dans les prévisions indique qu'il y a de l'incertitude chez les observateurs de l'industrie au sujet de la production canadienne de gaz naturel.

Figure 43

Prévision de production de méthane houiller dans l'Ouest du Canada



Sources: ONÉ, ICRÉ, TransCanada, consultant et publications sectorielles. Nota: Données historiques de Statistique Canada.

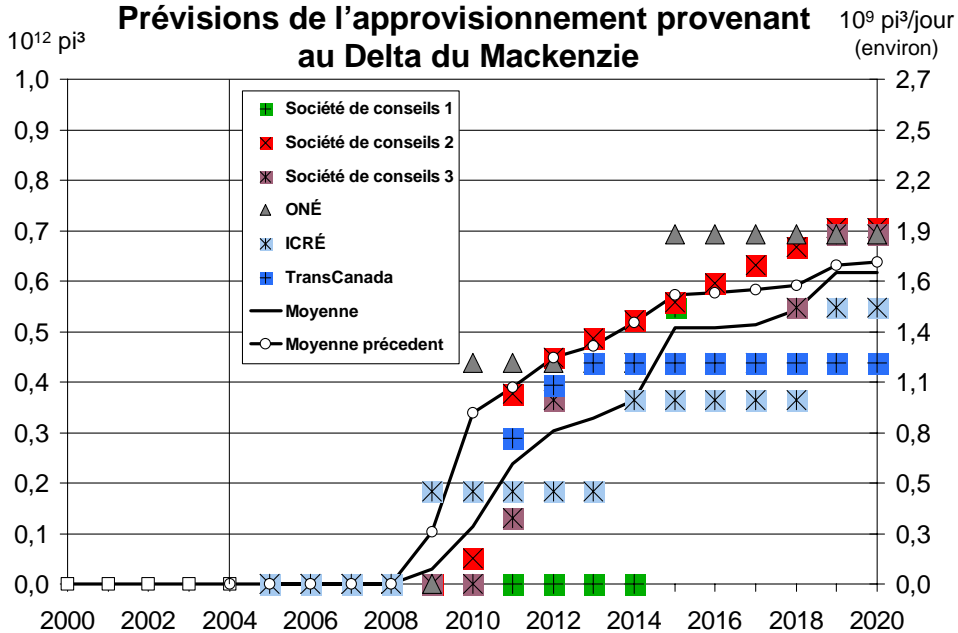
La figure 43 présente cinq prévisions sur la production de méthane de houille dans l'Ouest du Canada.

À la fin de 2004, la production de méthane de houille se chiffrait à environ $125 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$. Selon la moyenne des prévisions, la production de méthane de houille dans l'Ouest du Canada atteindra $1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ou $2,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ d'ici 2020. Cela représente une augmentation annuelle moyenne d'environ 20 % pour la période visée par les prévisions.

On s'attend à ce que le méthane de houille prenne de plus en plus d'importance dans la production canadienne de gaz naturel. Selon le scénario « consensuel », la production canadienne totale de gaz naturel devrait atteindre $6,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ d'ici 2020; la production de méthane de houille devrait représenter environ 16 % de cette production totale en 2020.

Figure 44

Prévisions de l'approvisionnement provenant au Delta du Mackenzie



Sources: ONÉ, ICRÉ, TransCanada, et consultants divers.

La figure 44 présente six prévisions sur le gaz naturel qui provient du delta du Mackenzie, ainsi que la prévision moyenne et la moyenne de l'année précédente.

Selon les prévisions, on commencera à obtenir du gaz naturel du delta du Mackenzie en 2009. Compte tenu de la situation actuelle du projet, on ne s'attend pas à en obtenir avant 2011. Selon la moyenne des prévisions, il proviendra du delta du Mackenzie environ $0,62 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ou $1,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ de gaz naturel d'ici 2020.

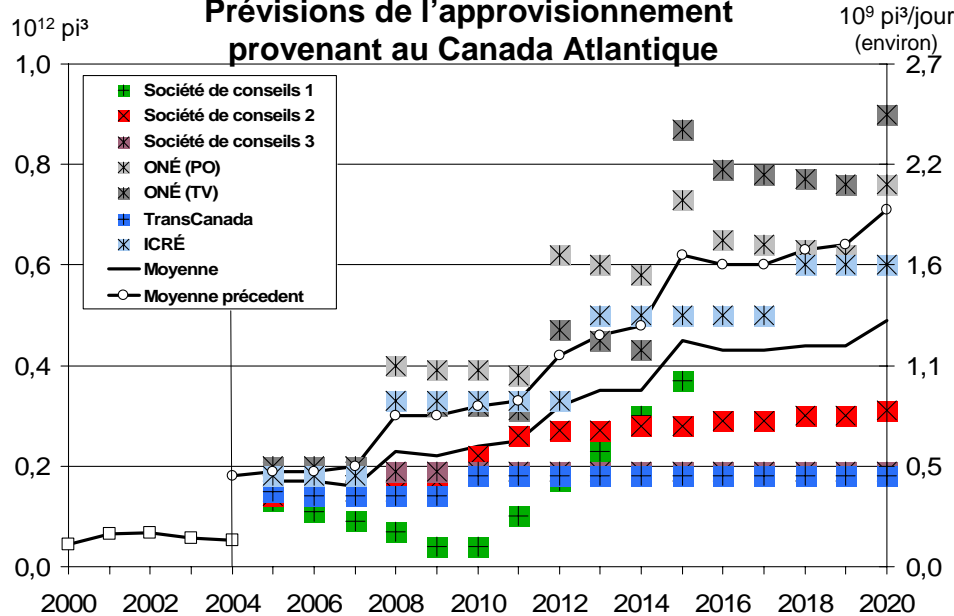
Selon la moyenne des prévisions de l'année passée, la production du delta du Mackenzie se chiffrera à environ $0,64 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ou à $1,8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ de gaz naturel d'ici 2015, ce qui est légèrement supérieur à la prévision actuelle pour 2020.

Selon les prévisions, il y a un « consensus » au sujet de la production du gaz naturel dans le delta du Mackenzie, mais il y a de l'incertitude au sujet de la date à laquelle cela se produira.

Canada, Perspectives jusqu'à 2020

Figure 45

Prévisions de l'approvisionnement provenant au Canada Atlantique

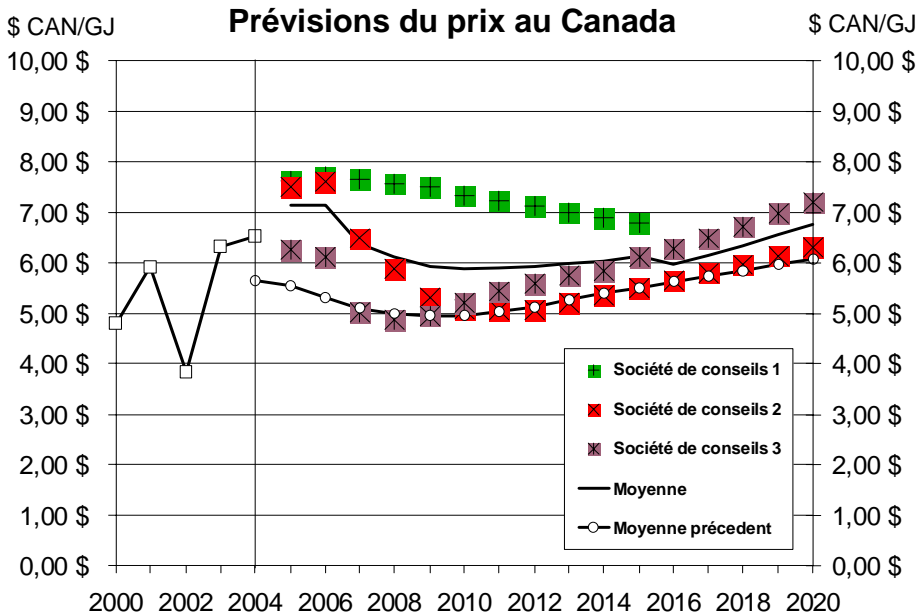


Sources: ONÉ, ICRÉ, TransCanada et consultants divers. Nota: Données historiques de l'OCNÉHE.

La figure 45 présente sept prévisions sur la production de gaz naturel dans le Canada atlantique, la prévision moyenne ainsi que la moyenne de l'année passée. Aux fins de cette figure, le Canada atlantique comprend les régions suivantes : les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse (île de Sable et sa périphérie, Deep Panuke et les zones extracôtières profondes), la zone terrestre de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, ainsi que Terre-Neuve.

Selon la moyenne des prévisions, le Canada atlantique fournira environ $0,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ de gaz naturel d'ici 2020. Il s'agit d'une révision à la baisse comparativement à la moyenne de l'année passée.

Figure 46



Sources: Consultants divers. **Nota:** (1) Les prix historiques sont des prix AECO réels provenant du cabinet GLJ. (2) Les prévisions de prix sont celles de l'Alberta. (3) Certaines prévisions en \$US ont été converties en \$CAN selon un taux de change de 1,00 \$US pour 1,30 \$CAN pour toute la période des prévisions. (4) Dollars historiques.

Dans la figure 46, on compare trois prévisions sur les prix canadiens du gaz naturel en dollars historiques, établis au centre de stockage AECO-C en Alberta.

En 2004, le prix du gaz naturel canadien était de 6,52 \$CAN/GJ. Les prix devraient être en moyenne d'environ 7,15 \$CAN/GJ en 2005, puis diminuer progressivement jusqu'à 2009. Après 2009, ils devraient varier de 5,90 à 6,80 \$CAN/GJ jusqu'à 2020.

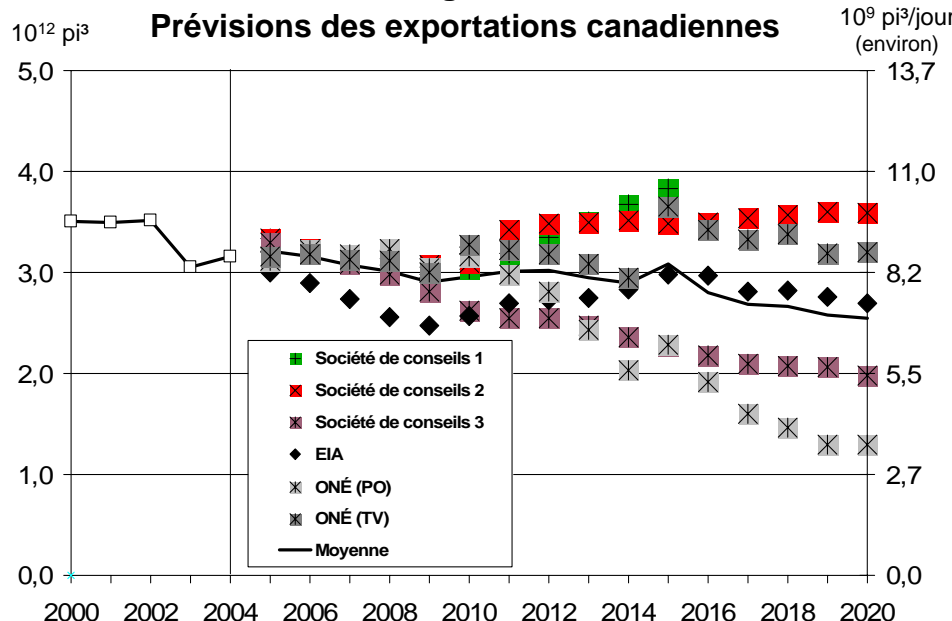
Selon la prévision moyenne pour 2015 et 2020, le prix du gaz naturel sera de 6,12 \$CAN/GJ et de 6,76 \$CAN/GJ, respectivement.

Selon la moyenne des prévisions de l'année passée, le prix du gaz naturel sera de 6,10 \$CAN/GJ en 2020, une diminution de 11 % par rapport à la prévision actuelle pour cette date.

Selon les pronostiqueurs interrogés, le prix du gaz naturel canadien devrait s'établir en moyenne à 6,30 CAN\$/GJ de 2005 à 2020.

Canada, Perspectives jusqu'à 2020

Figure 47



Sources: EIA, ONÉ, et consultants divers. **Nota:** (1) Les prévisions d'exportations de l'ONÉ proviennent des projections de production et de demande canadiennes contenues dans leur rapport *L'avenir énergétique au Canada, scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, juillet 2003. (2) Données historiques de l'ONÉ.

La figure 47 présente cinq prévisions sur les exportations canadienne de gaz naturel, y compris un scénario « consensuel » ou une moyenne des prévisions.

En 2004, les exportations nettes canadiennes vers les États-Unis se sont chiffrées à environ 3,2 10^{12} pi³. Selon le scénario « consensuel », les exportations nettes canadiennes de gaz naturel chuteront à environ 3,0 10^{12} pi³ d'ici 2010, se maintiendront autour de ce niveau jusqu'à 2015, puis diminueront à 2,5 10^{12} pi³ en 2020. Cela représente une diminution de 0,7 10^{12} pi³ ou d'environ 22 % comparativement aux exportations nettes canadiennes actuelles de gaz naturel vers les États-Unis (en 2004).

La prévision « consensuelle » au sujet de la diminution des exportations nettes de gaz naturel au cours de la période visée résulte de l'anticipation selon laquelle la consommation intérieure de gaz naturel augmentera plus rapidement que la production canadienne.

Tableau 11
Volumes exportés et ventes intérieures

(10⁹ pi³)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2015	2020
Huntingdon (Westcoast)	356	324	335	304	263	-	-	-	-
Kingsgate (TCPL)	833	781	696	562	674	-	-	-	-
Total, Ouest É.-U.	1 189	1 105	1 031	866	937	-	-	-	-
Monchy (TCPL)	784	744	768	763	759	-	-	-	-
Emerson (TCPL)	491	390	397	362	417	-	-	-	-
Elmore (Alliance)	73	526	568	567	565	-	-	-	-
Divers	30	31	37	24	35	-	-	-	-
Total, Midwest É.-U.	1 378	1 691	1 770	1 716	1 776	-	-	-	-
Iroquois (TCPL)	363	319	323	323	326	-	-	-	-
Chutes Niagara (TCPL)	423	326	327	288	302	-	-	-	-
Chippawa (TCPL)	37	54	104	81	74	-	-	-	-
St. Stephen (MNP)	117	141	143	130	119	-	-	-	-
East Hereford (TCPL)	34	39	48	45	38	-	-	-	-
Cornwall (TCPL)	8	9	8	7	8	-	-	-	-
Napierville (TCPL)	19	33	19	19	18	-	-	-	-
Phillipsburg (TCPL)	8	6	7	6	5	-	-	-	-
Highwater (TCPL)	15	5				-	-	-	-
Total, Nord-Est É.-U.	1 024	932	979	899	890	-	-	-	-
Exportations brutes totales	3 591	3 728	3 780	3 481	3 602	3 625	3 306	3 292	2 983
Demand totale canadienne	2 872	2 697	2 736	2 925	2 959	3 049	3 451	3 803	4 131
Importations au Canada¹	80	228	260	437	441	400	400	400	400
Exportations nettes totales	3 511	3 500	3 520	3 044	3 161	3 225	2 906	2 892	2 583
Total, ventes intérieures²	2 792	2 469	2 476	2 488	2 518	2 649	3 051	3 403	3 731
Total des ventes³	6 383	6 197	6 256	5 969	6 120	6 274	6 357	6 695	6 715

Sources : ONÉ, Statistique Canada, TransCanada, ICRÉ et consultants divers. **Nota :** ¹ On suppose que les importations vont s'établir à 400 10⁹ pi³ par année entre 2005 et 2020. ² Les ventes intérieures correspondent à la demande canadienne moins les importations. ³ Les exportations brutes plus les ventes intérieures correspondent au total des ventes.

En 2004, la demande canadienne de gaz naturel s'est établie à 2,9 10¹² pi³ et les exportations nettes canadiennes vers les États-Unis, à environ 3,2 10¹² pi³, ce qui fait un total des ventes de 6,1 10¹² pi³. Les prévisions sur les exportations sont établies à l'aide des prévisions « consensuelles » sur la demande et la production canadiennes. Au cours de la période visée par les prévisions, les exportations brutes diminuent à environ 3 10¹² pi³ d'ici 2020. Bien que les exportations brutes diminueront, le total des ventes devrait se chiffrer à 6,7 10¹² pi³ en 2020, une augmentation de 10 % par rapport aux ventes réelles de 2004, en raison de l'augmentation des ventes intérieures au cours de la période visée par les prévisions. Selon la prévision « consensuelle », les exportations de gaz naturel représenteront 44 % du total des ventes en 2020, comparativement à 58 % en 2004. En d'autres mots, on s'attend à ce que le Canada exporte moins de gaz naturel vers les États-Unis et qu'il en consomme davantage dans son marché intérieur.

Tableau 12

Prévisions des recettes d'exportation et des recettes intérieures

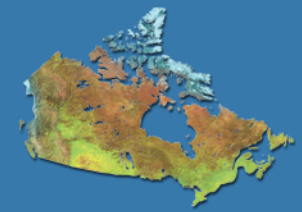
VENTES A L'EXPORTATION	Volumes exportés brutes (10 ⁹ pi ³)	Prix américain NYMEX (\$US/10 ⁶ BTU)	Prix à l'exportation, à la frontière internationale (\$US/10 ⁶ BTU)	Prix net à l'exportation à la sortie de l'usine (\$US/10 ⁶ BTU)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$CAN)
2001	3 728	4,27 \$	4,30 \$	3,94 \$	14 797 \$	22 759 \$
2002	3 780	3,22 \$	3,06 \$	2,72 \$	10 353 \$	16 248 \$
2003	3 481	5,39 \$	5,12 \$	4,74 \$	16 622 \$	23 414 \$
2004	3 602	6,30 \$	5,64 \$	5,29 \$	19 039 \$	24 659 \$
2005	3 625	6,27 \$	6,17 \$	5,87 \$	21 279 \$	27 280 \$
2010	3 356	5,23 \$	5,13 \$	4,83 \$	16 209 \$	20 781 \$
2015	3 482	5,70 \$	5,60 \$	5,30 \$	18 455 \$	23 660 \$
2020	2 951	6,46 \$	6,36 \$	6,06 \$	17 883 \$	22 927 \$

VENTES INTÉRIEURES	Ventes intérieures (10 ⁹ pi ³)	Prix albertain (\$US/10 ⁶ BTU)	Prix net à la sortie de l'usine (\$US/10 ⁶ BTU)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$CAN)	TOTAL Recettes à la sortie de l'usine (millions \$CAN)
2001	2 469	4,05 \$	3,90 \$	9 688 \$	15 001 \$	37 760 \$
2002	2 476	2,58 \$	2,43 \$	6 054 \$	9 504 \$	25 752 \$
2003	2 488	4,75 \$	4,60 \$	11 519 \$	16 094 \$	39 508 \$
2004	2 518	5,30 \$	5,15 \$	12 968 \$	16 810 \$	41 469 \$
2005	2 649	5,78 \$	5,63 \$	14 914 \$	19 120 \$	46 401 \$
2010	3 051	4,76 \$	4,61 \$	14 065 \$	18 032 \$	38 814 \$
2015	3 403	4,97 \$	4,82 \$	16 402 \$	21 029 \$	44 689 \$
2020	3 731	5,48 \$	5,33 \$	19 886 \$	25 495 \$	48 422 \$

Source : Les données historiques sur les exportations proviennent de l'ONE. **Nota :** Les recettes et les prix nets intérieurs historiques indiqués ne sont que des estimations; ils ont été calculés à partir des prix albertains, dont on a soustrait 0,15 \$US/10⁶ BTU pour produire un prix net à la sortie de l'usine, lequel a ensuite été multiplié par les ventes intérieures pour produire une estimation des recettes. Les recettes et les prix nets intérieurs futurs utilisent les prix albertains prévus et ont été calculés de la même façon. Les prix nets à l'exportation futurs sont censés correspondre aux prix NYMEX prévus moins 0,40 \$US. Les prix nets ainsi calculés sont ensuite multipliés par les ventes à l'exportation prévues. Hypothèse concernant les taux de change : 0,78 \$US par \$CAN entre 2005 et 2020. À noter que les ventes intérieures sont censées correspondre à la demande canadienne moins les importations. On suppose que les importations vont s'établir à 400 10⁹ pi³ par année entre 2005 et 2020.

Le tableau 12 présente des estimations des recettes des producteurs jusqu'à 2020, basées sur les prévisions « consensuelles » qui concernent les prix du gaz naturel, les volumes bruts exportés et les ventes intérieures.

Pour la deuxième année consécutive, le total des recettes à la sortie de l'usine a atteint un niveau record en 2004 – environ 41,5 milliards \$CAN. Cela représente une grosse augmentation (environ 240 %) comparativement aux recettes de 1997, qui ont été de 12,1 milliards \$CAN. Selon les prévisions sur les prix et les volumes, les recettes des producteurs se chiffreront à environ 48,4 milliards \$CAN d'ici 2020, une augmentation par rapport à 2004.



Partie III : Marché américain du gaz naturel

» Revue de 2004

Tableau 13
Demande américaine de gaz naturel

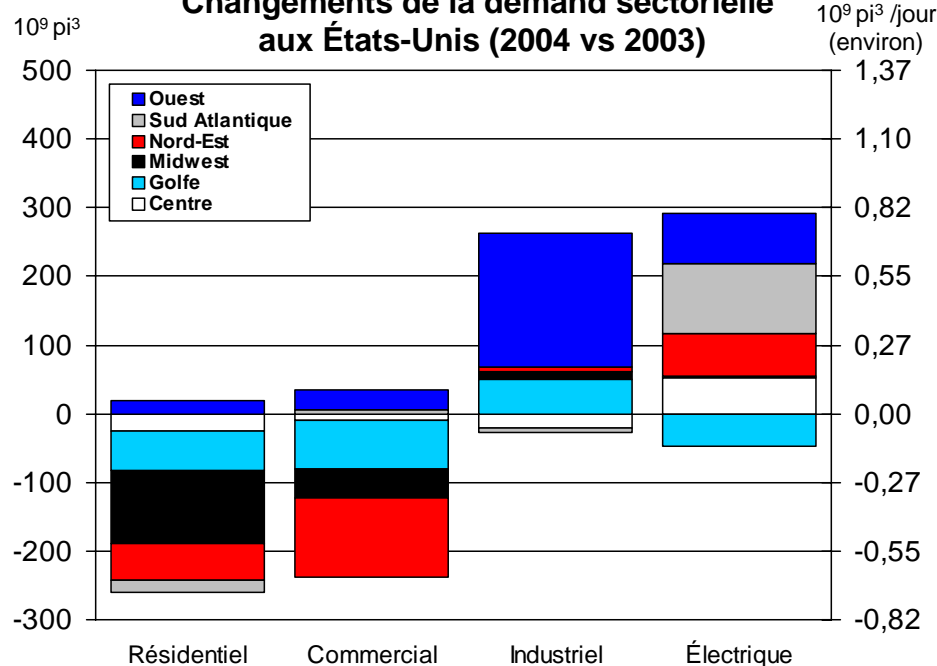
Secteur	2004	2003	2002	2001	2000
10⁹ pi³:					
Résidentiel	4 879	5 078	4 889	4 771	4 996
Commercial	2 984	3 217	3 144	3 023	3 182
Industriel	7 399	7 139	7 507	7 344	8 142
Électricité	5 352	5 135	5 672	5 342	5 206
Autre	1 802	1 806	1 795	1 758	1 806
Totale	22 416	22 375	23 007	22 239	23 333
Pourcentage:					
Résidentiel	22 %	23 %	21 %	21 %	21 %
Commercial	13 %	14 %	14 %	14 %	14 %
Industriel	33 %	32 %	33 %	33 %	35 %
Électricité	24 %	23 %	25 %	24 %	22 %
Autre	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %

Source: EIA **Nota:** Autre comprend le carburant pour les compresseurs de pipeline, le carburant nécessaire au traitement et les pertes de transport.

En 2004, la demande de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 0.2 %, passant de 21,3 10¹² pi³ à 22,4 10¹² pi³. Cette hausse est attribuable en majeure partie au secteur industriel et au secteur de l'électricité.

Depuis cinq ans, la demande de gaz naturel a été relativement constante dans les secteurs résidentiel et commercial. Cependant, dans le secteur industriel, elle a baissé considérablement depuis environ 2001, surtout en raison de la hausse des prix. En 2004, par contre, elle s'est accrue de 260 10⁹ pi³, soit de 4 %, comparativement à 2003.

Figure 48
Changements de la demand sectorielle aux États-Unis (2004 vs 2003)



Source: EIA

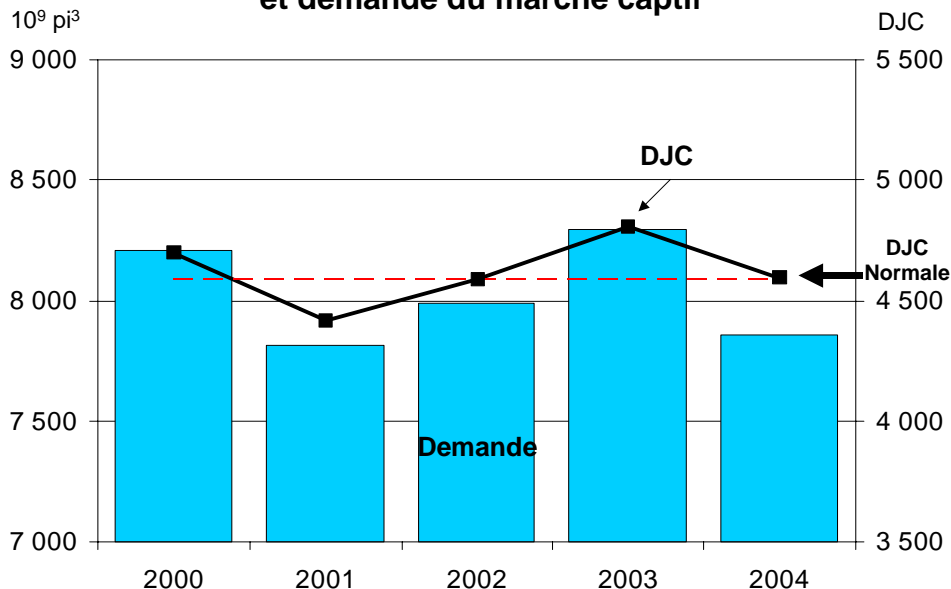
La figure 48 illustre graphiquement l'évolution de la demande de gaz naturel aux États-Unis en 2004. Dans les secteurs résidentiel et commercial, la demande a été moins forte en 2004 qu'en 2003, en raison surtout d'un adoucissement des températures tant durant l'été que durant l'hiver.

Par contre, dans le secteur industriel et le secteur de l'électricité, la demande a enregistré une hausse assez considérable qui a largement compensé la diminution de la demande dans les secteurs résidentiel et commercial. L'Ouest du pays a eu l'augmentation la plus marquée, et ce dans les deux secteurs. Dans la plupart des régions des États-Unis, on observe clairement une tendance à l'augmentation de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité.

L'augmentation marquée de la demande de gaz naturel dans l'Ouest s'accorde avec le constat d'un accroissement des exportations du Canada dans cette région.

Figure 49

Degrés-jours de chauffage aux États-Unis et demande du marché captif



Sources: EIA, NOAA

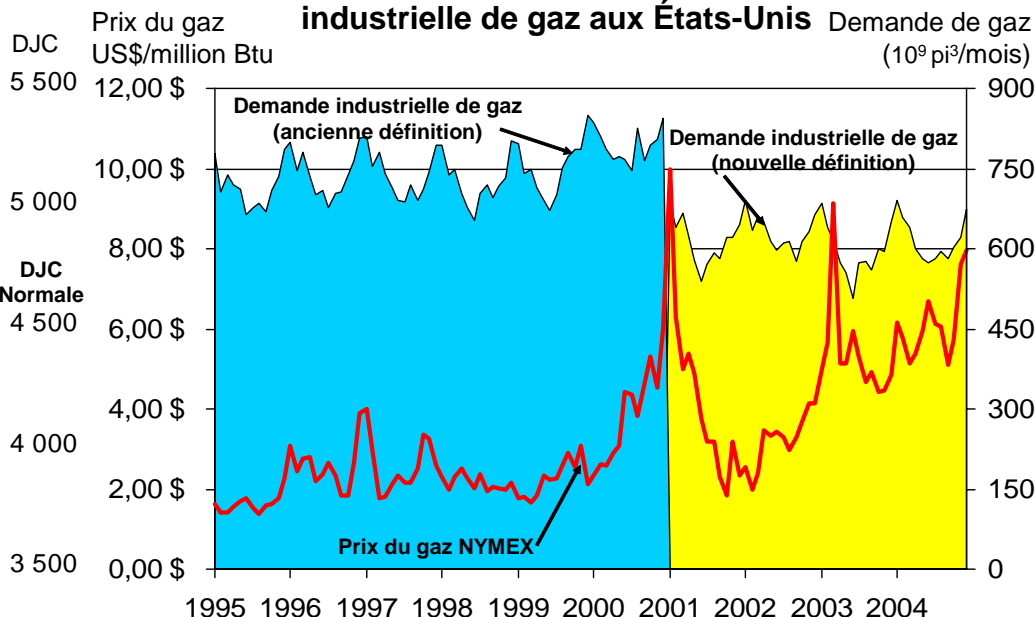
La figure 49 illustre la relation entre la demande et le nombre de degrés-jours de chauffage aux États-Unis.

La ligne tiretée représente la « normale » des degrés-jours de chauffage, qui est la valeur moyenne calculée sur un certain nombre d'années. La « normale » de degrés-jours de chauffage est de 4 588, calculés sur la période de 1990 à 2000.

En 2004, les degrés-jours et la demande étaient à nouveau en étroite corrélation, puisqu'ils ont diminué de 4 et 5 % respectivement. Les États-Unis ont cumulé 4 597 degrés-jours de chauffage, seulement neuf de plus que la normale mais 209 de moins qu'en 2003.

Figure 50

Prix du gaz NYMEX vs la demande industrielle de gaz aux États-Unis



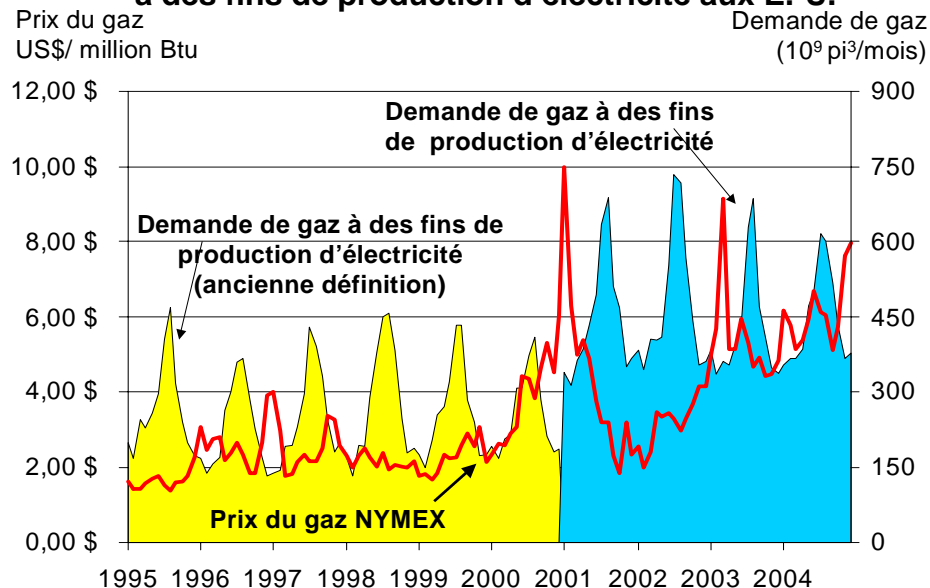
Sources: EIA, GLJ. Nota: En avril 2003, l'EIA a révisé ses définitions de la demande industrielle et appliqué les nouvelles définitions rétroactivement jusqu'à janvier 2001.

La figure 50 illustre les données de la demande de gaz naturel industrielle aux États-Unis, sur une base mensuelle. En avril 2003, l'EIA a radicalement modifié sa définition touchant la demande de gaz industrielle et les statistiques qui s'y rattachent, rétroactivement à 2001, ce qui s'est traduit par une réduction du chiffre de la consommation par rapport à ce qui avait déjà été déclaré. La demande industrielle de gaz naturel exclut maintenant les applications de chaleur et d'électricité combinées, dont la principale activité consiste à vendre de l'électricité aux consommateurs.

La demande de gaz naturel du secteur industriel s'est établie à 7 399 10⁹ pi³ en 2004, c'est-à-dire en hausse de 260 10⁹ pi³ ou 3,6 % par rapport à 2003, même si les prix du gaz naturel étaient plus élevés qu'auparavant. Dans une certaine mesure à tout le moins, la tendance à la réduction de la demande consécutive à la hausse des prix du gaz naturel depuis 2001 est peut-être en train de ralentir, voire de s'inverser, étant donné que la clientèle industrielle utilise le gaz naturel avec toujours plus d'efficacité.

Figure 51

Prix du gaz NYMEX vs la demande de gaz à des fins de production d'électricité aux É.-U.



Sources: EIA, GLJ Nota: En Avril 2003, la EIA revoyait ses définitions concernant la demande aux fins de production

La figure 51 illustre la demande mensuelle de gaz naturel pour la production d'électricité aux États-Unis. En avril 2003, l'EIA a modifié sa définition de la production d'électricité et les statistiques qui s'y rattachent, rétroactivement à 2001. La nouvelle définition attribue une plus grande part de la demande de gaz naturel au secteur de l'électricité; elle englobe désormais le gaz consommé par les centrales industrielles, qui, selon les données déclarées, produisent plus d'électricité que de chaleur. Or, cette demande était auparavant attribuée au secteur industriel.

La demande de gaz naturel pour la production d'électricité est maximale au cours des mois d'été, en raison de la climatisation. En 2004, la demande de gaz pour la production d'électricité aux États-Unis s'est établie à 5 352 10⁹ pi³, en hausse de 217 10⁹ pi³ ou 4 % par rapport aux niveaux de 2003.

Tableau 14 Production d'électricité aux États-Unis (GWhrs)

Industrie	Année				Changement % de 2003	Industrie %
	2004	2003	2002	2001		
Charbon	1 976	1 974	1 933	1 904	0 %	50 %
Pétrole	99	103	95	125	-4 %	3 %
Gaz	700	650	691	639	8 %	18 %
Autre gaz ¹	15	16	11	9	-4 %	0 %
Nucléaire	789	764	780	769	3 %	20 %
Hydroél	270	276	256	208	-2 %	7 %
Renouvelables	89	87	87	78	2 %	2 %
Autres	16	14	6	5	13 %	0 %
Total	3 953	3 883	3 858	3 737	1,8 %	100 %

Source: EIA Nota: ¹L'autre gaz comprend le gaz d'alimentation des hauts fourneaux, le propane et les autres gaz résiduels de fabrication dérivés de combustibles fossiles.

La production totale d'électricité aux États-Unis s'est accrue de 2 % entre 2003 et 2004. La composition du parc électrogène est demeurée relativement stable ces dernières années. Le gaz naturel produit environ 18 % de l'électricité aux États-Unis, mais le charbon demeure le combustible dominant, avec 50 % de la production.

De toutes les centrales à combustibles fossiles, celles qui fonctionnent au gaz naturel ont affiché la plus haute augmentation annuelle de leur production, de 8 %, par rapport à 2003. On prévoit que cette tendance s'accroîtra au cours des prochaines années. La majorité des nouvelles centrales devraient fonctionner au gaz naturel puisque les centrales au gaz naturel semblent avoir des avantages par rapport aux centrales au charbon sur le plan du coût des immobilisations, de l'efficacité énergétique, des délais de construction et des émissions. L'industrie construira donc de nouvelles centrales à gaz en réaction aux pressions environnementales et à l'augmentation de la demande d'électricité.

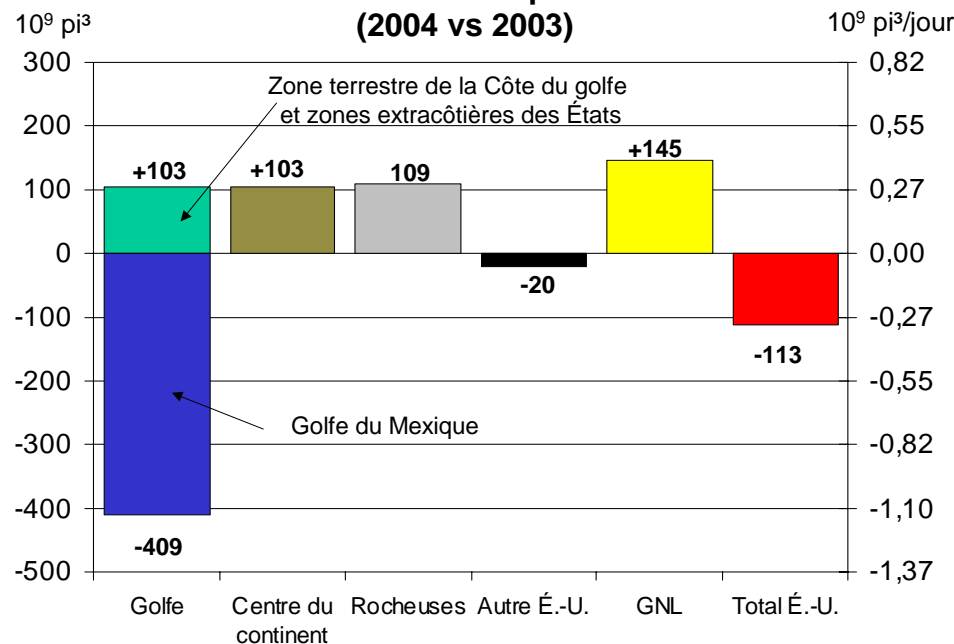
Les cours élevés du pétrole brut en 2004 ont eu un effet modérateur sur la production des centrales à mazout.

Tableau 15
Variations de l'offre aux États-Unis
(2004 vs 1997)

Région	2004 (10 ⁹ pi ³)	1997 (10 ⁹ pi ³)	Changement (10 ⁹ pi ³)	Changement (%)
Golfe zone terrestre	3 804	4 880	-1 076	-22 %
Golfe zone extracôtière	6 866	6 821	45	0 %
Centre du continent É.-U.	1 993	2 275	- 282	-13 %
Rocheuses américaines	4 338	3 037	1 301	39 %
Autres, É.-U. ¹	1 923	1 817	106	6 %
Importations canadiennes	3 602	2 899	703	24 %
GNL	652	78	574	736 %

Source: EIA Nota: ¹ Comprend l'Alaska

Figure 52
Évolution de l'offre par secteur
(2004 vs 2003)



Sources: EIA, Statistique Canada, estimations de RNCAN

Le tableau 15 indique la part relative des diverses sources de gaz naturel dans les approvisionnements américains en 1997 et en 2004.

Comparant ces deux années, on constate que les augmentations les plus fortes proviennent des Rocheuses (1 301 10⁹ pi³ – augmentation de 43 %), des importations canadiennes (703 10⁹ pi³ – augmentation de 24 %) et du GNL (574 10⁹ pi³ – augmentation de 736 %).

Par contre, on observe une réduction des approvisionnements en provenance des régions extracôtières américaines (1 076 10⁹ pi³ - réduction de 22 %) et du Mid-continent américain (282 10⁹ pi³ – réduction de 12 %).

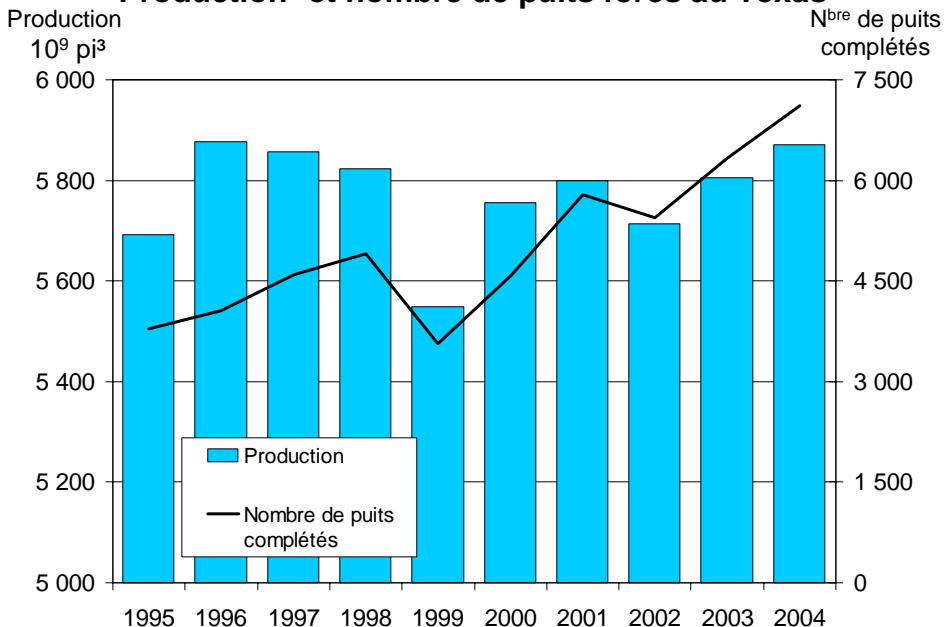
Dans l'ensemble, les approvisionnements de source américaine ont augmenté de 6 %, soit de 1 136 10⁹ pi³, entre 1997 et 2004.

En 2004, la production américaine de gaz naturel a diminué de 113 10⁹ pi³ ou de 1 %. La production de la zone extracôtière du golfe du Mexique a connu une baisse stupéfiante par rapport à 2003 (409 10⁹ pi³ ou 10 %), partiellement en raison de l'ouragan Ivan. Cet ouragan de catégorie 4 a détruit sept plates-formes de production et endommagé 13 gazoducs sous-marins. La production de gaz naturel a connu une baisse considérable en raison des dommages causés à l'infrastructure. Elle a été réduite de 6,5 10⁹ pi³ par jour, ce qui représente environ 53 % du total de la production quotidienne de gaz naturel dans le golfe du Mexique. La production de la zone extracôtière du golfe du Mexique a aussi diminué en raison de la réduction des activités de forage et du nombre de gisements de gaz naturel rentables.

Cependant, la production de gaz naturel dans la zone terrestre du golfe du Mexique a augmenté de 103 10⁹ pi³ ou de 2 %, et celle du Mid-continent, de 103 10⁹ pi³. Dans les Rocheuses, la production a aussi augmenté de 109 10⁹ pi³. Les importations de GNL ont aussi contribué à compenser la diminution de la production. En 2004, le total des importations de GNL s'est chiffré à 652 10⁹ pi³, une augmentation de 145 10⁹ pi³ ou de 33 % par rapport à 2003.

Figure 53

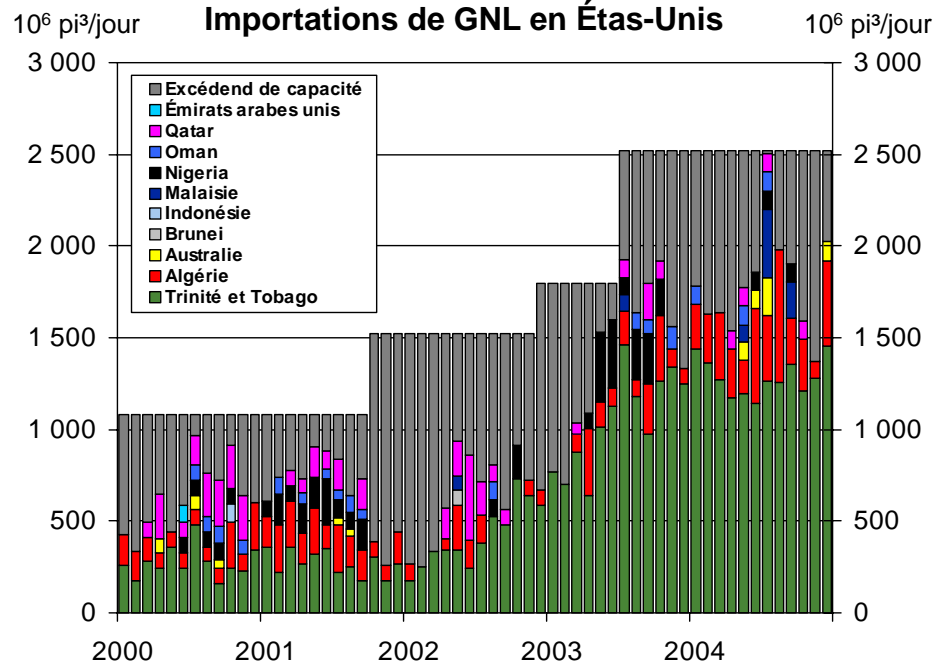
Production¹ et nombre de puits forés au Texas



Source: Texas Railroad Commission **Nota:** (1) Représente la production de gaz naturel (humide) commercialisable.

Figure 54

Importations de GNL en États-Unis



Sources: EIA, Sites Web d'entreprises

La contribution des gisements du Texas s'est toujours maintenue entre 25 et 35 % de la production totale américaine. Cet État est le plus productif, et c'est pourquoi sa production est un excellent indicateur des tendances générales de l'exploitation du gaz naturel aux États-Unis.

La production texane de gaz naturel marchand s'est chiffrée à près de 5,9 10¹² pi³ en 2004 (1 % de plus qu'en 2003). Elle équivaut à environ 90 % de la production canadienne en 2004.

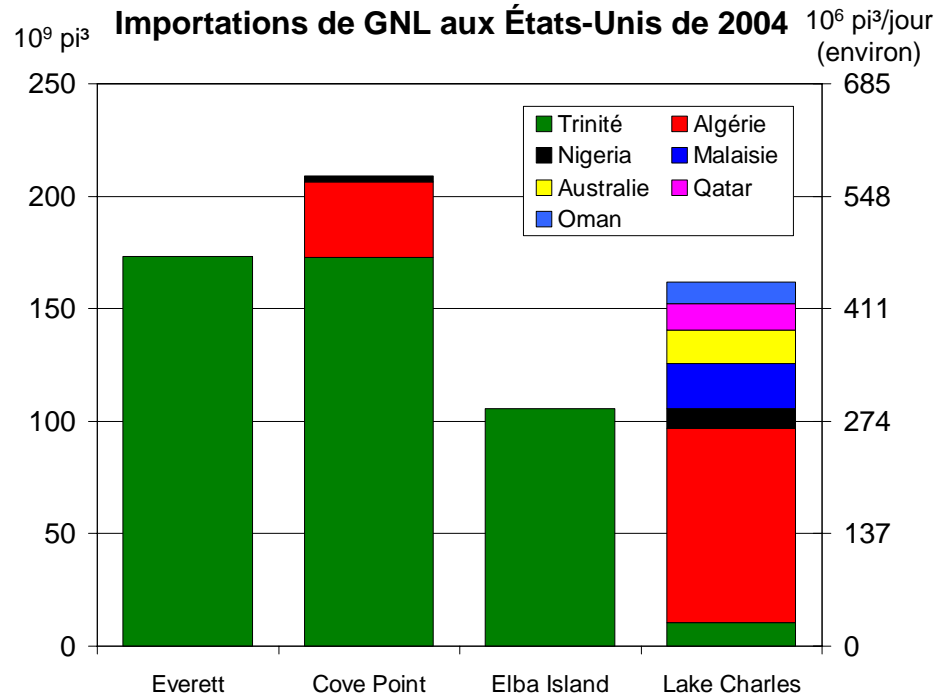
Même si la production de gaz naturel du Texas est relativement stable depuis 2000, il faut un plus grand nombre de puits pour rendre la même quantité de gaz naturel. Par exemple, il s'est foré en 2004 65 % de puits de plus qu'en 2000. On voit donc que, malgré l'intensité de l'activité de forage, la production texane n'a pas connu de hausse considérable.

En 2004, 71 % de toutes les importations américaines de GNL provenaient de Trinité et Tobago. L'Algérie, qui a déjà été l'unique fournisseur des États-Unis, demeure le deuxième exportateur en importance de GNL aux États-Unis, avec 18 % du total.

Les importations américaines de GNL ont enregistré une croissance soutenue depuis 2002, mais les États-Unis conservent une capacité de réserve. Les quatre terminaux d'importation de GNL en service aux États-Unis ont une capacité combinée de 2,52 10⁹ pi³/j. Les États-Unis ont importé en moyenne 1,8 10⁹ pi³/j en 2004, soit environ 71 % de la capacité disponible pour répondre à la demande de base.

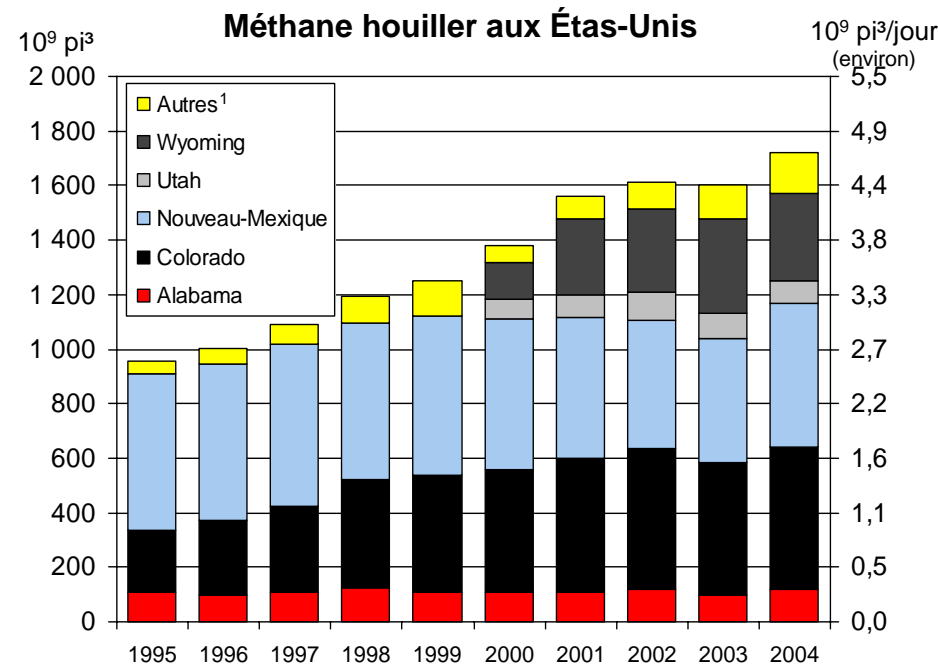
Plusieurs facteurs limitent les volumes que peuvent accueillir les terminaux d'importation de GNL aux États-Unis : la capacité excédentaire de liquéfaction du gaz naturel est faible à l'échelle mondiale; les conditions météorologiques en Asie et en Europe ont réduit les possibilités de détournement de cargaisons vers les États-Unis; il n'est pas rentable, d'un point de vue économique, de décharger des cargaisons spot de GNL dans les terminaux américains en raison de la vigueur soutenue des cours du pétrole brut.

Figure 55



Source: EIA

Figure 56



Source: EIA Nota: (1) Autres comprend Oklahoma, Pennsylvanie, Utah, Virginie, Virginie occidentale, et Wyoming. Débutant l'an 2000, autres élimine Utah et Wyoming.

Le GNL importé aux États-Unis transite par quatre terminaux de réception : Lake Charles, en Louisiane; Elba Island, en Georgie; Cove Point, dans le Maryland; Everett, dans le Massachusetts, qui ont reçu respectivement 445 10⁶ pi³/j, 290 10⁶ pi³/j; 575 10⁶ pi³/j et 475 10⁶ pi³/j. Un cinquième terminal d'importation de GNL, le « Excelerate Energy Bridge Project », est entré en service en mars 2005. Situé au large de la Louisiane, il est le premier terminal en son genre aux États-Unis.

En 2004, les États-Unis ont importé un volume record de GNL de sept pays, 652 10⁹ pi³ (soit près de 30 % de l'approvisionnement total des États-Unis), 28 % de plus qu'en 2003.

En 2004, le terminal de Cove Point a été le plus actif, avec environ 33 % des importations totales; suivent dans l'ordre Everett (27 %), Lake Charles (25 %) et Elba Island (15 %).

L'industrie du méthane de houille est bien établie aux États-Unis. Le 1^{er} janvier 2005, les réserves américaines s'établissaient à 18,39 10¹² pi³, soit 10 % des réserves prouvées totales de gaz naturel aux États-Unis en 2004. Les plus fortes concentrations connues de méthane de houille se trouvent dans les Rocheuses, au Wyoming, au Montana, dans le nord du Nouveau-Mexique, dans le sud du Colorado, dans l'est de l'Utah et en Alabama.

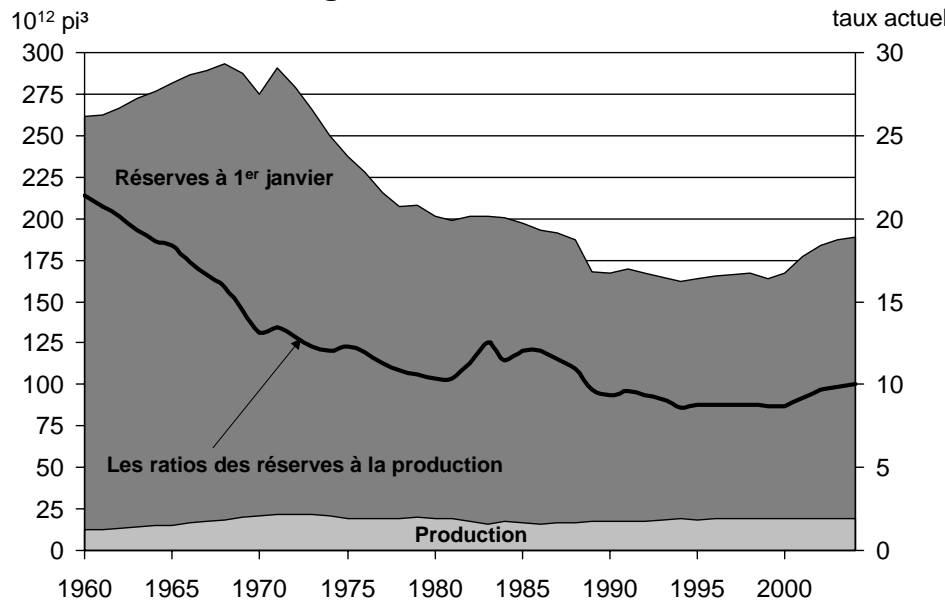
En 2004, la production de méthane de houille s'est chiffrée à 1 720 10⁹ pi³, en hausse de 120 10⁹ pi³, ou 7 %, par rapport à 2003. Cette production est presque 80 % plus élevée que celle de 1995. L'Alabama et le Nouveau-Mexique ont été responsables à eux seuls de plus de 80 % de la croissance de la production en 2004.

En 1995, la production de méthane de houille représentait 5 % de la production totale de gaz naturel aux États-Unis. En 2005, elle s'était hissée à environ 9 % (de la production de gaz naturel de 2004).

Figure 57

Réerves gazières américaines totales

Années au
taux actuel



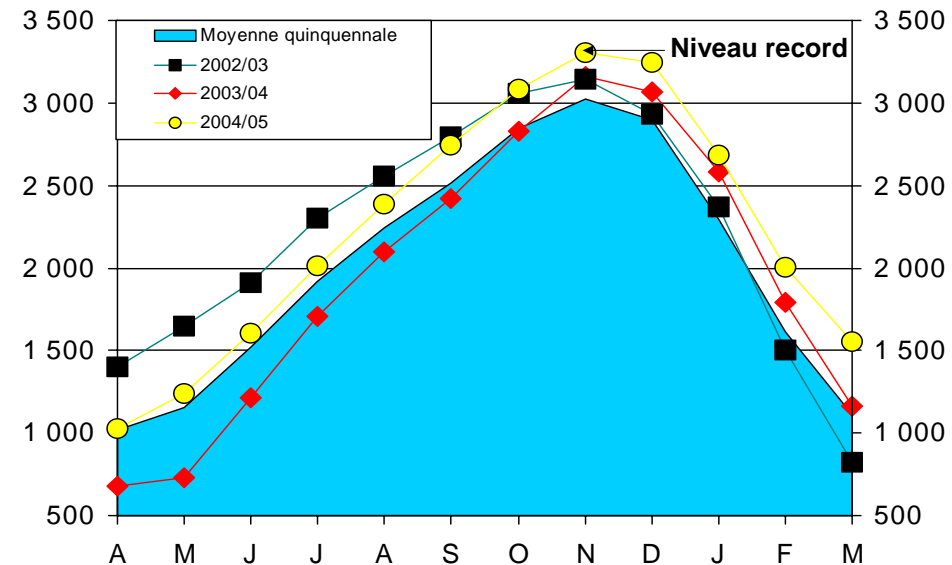
Source: EIA

Figure 58

Stockage aux États-Unis

10^9 pi^3 , au
début du mois

10^9 pi^3 , au
début du mois



Source : Estimations de RNCan fondées sur les données hebdomadaires de l'EIA

Pour analyser la maturité d'une région, il est utile de considérer l'évolution du ratio des réserves prouvées à la production (ratio R/P) et de comparer les ratios à la même échelle.

Les réserves américaines ont atteint un sommet d'environ $290 \cdot 10^{12}$ pi^3 en 1970, avec un ratio R/P de 13,4. Cette valeur signifie que les États-Unis avaient des réserves d'un peu plus de 13 ans s'ils continuaient à produire au même rythme sans découvrir de nouveaux gisements.

Par la suite, les réserves américaines ont chuté rapidement. Entre 1971 et 1991, elles ont perdu plus de 40 %. Cependant, elles ont augmenté au cours de dix des onze dernières années; elles s'établissaient à $189 \cdot 10^{12}$ pi^3 au début de 2004. Le ratio R/P est actuellement de 10 ans. Cet état de fait s'applique en grande partie par l'importance accrue du méthane de houille et du gaz de formation étanche. Ces types de puits ne produisent qu'un faible pourcentage des réserves chaque année, d'où l'augmentation du ratio R/P.

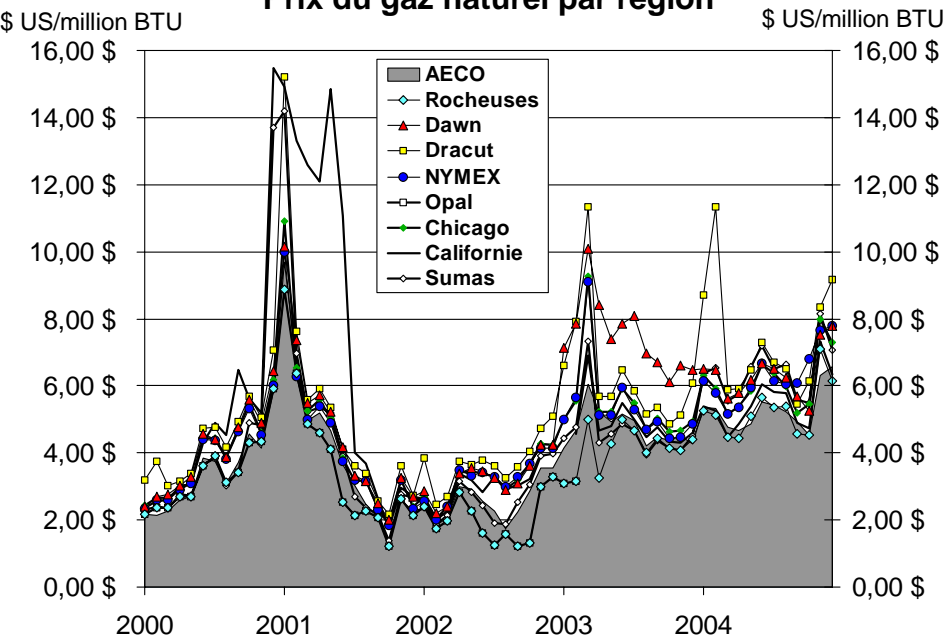
L'état des stocks de gaz naturel en 2004-2005 était très impressionnant. Ils ont considérablement augmenté durant l'été en raison de la baisse de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité. Aux États-Unis, ils ont atteint un niveau record, dépassant $3\,300 \cdot 10^9$ pi^3 en novembre 2004.

L'hiver a été relativement doux dans une bonne partie des États-Unis, ce qui a eu pour effet de limiter les ponctions sur les stocks.

En raison de la douceur des températures printanières, les stocks se chiffraient à $1\,248 \cdot 10^9$ pi^3 1^{er} avril 2005; c'est 21 % de plus que le niveau du 1^{er} avril 2004 et 30 % de plus que la moyenne des cinq dernières années.

Figure 59

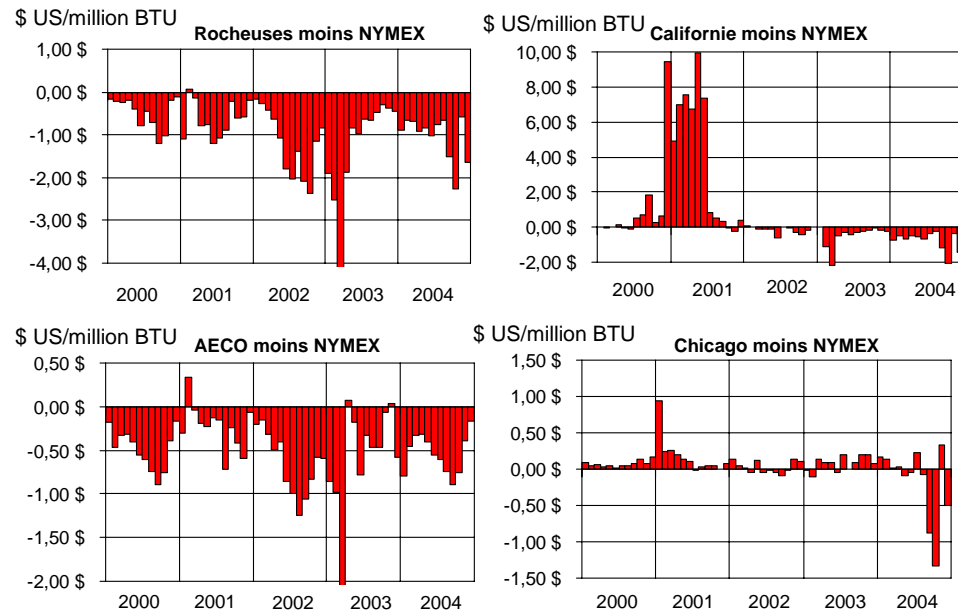
Prix du gaz naturel par région



Source: GLJ

Figure 60

Différences entre les prix du gaz naturel



Source: GLJ

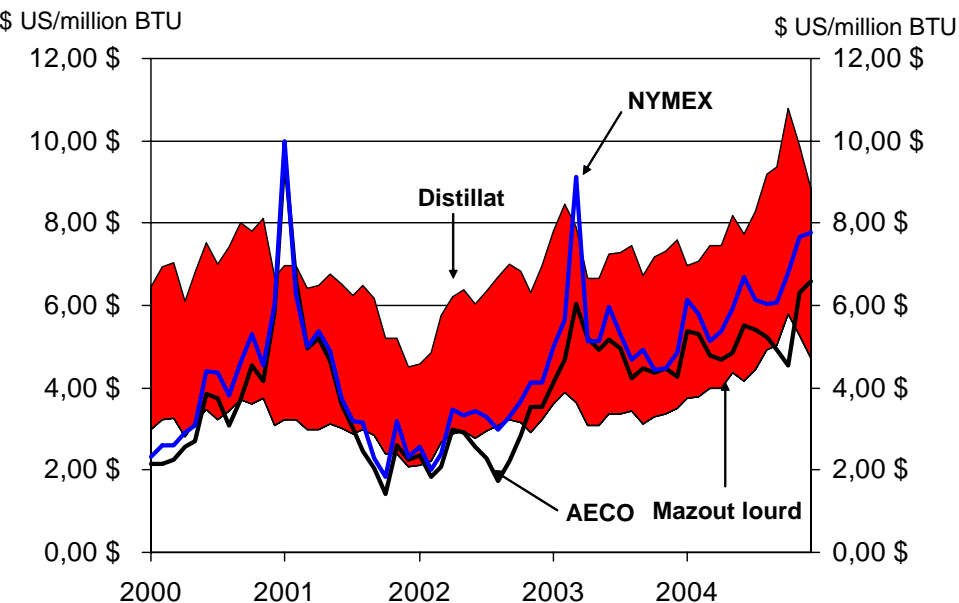
Les prix mensuels du disponible dans les principales régions nord-américaines sont illustrés à la figure 40. De façon générale, un large écart de prix indique une capacité de transport limitée entre les régions. La hausse fulgurante des prix du gaz naturel dans l'ouest des États-Unis en 2001, à cause de la crise énergétique qui a secoué la Californie, est un exemple éloquent des disparités entre marchés.

En 2004, les prix ont atteint des niveaux record, mais on n'a pas observé d'écarts de prix considérables (à l'exception du différentiel Chicago/NYMEX au cours des derniers mois de l'année). L'hiver, le prix pratiqué dans les régions consommatrices de l'Est, comme Dawn et Boston, se dissocie du prix payé dans les régions productrices de l'Ouest et du Sud. Cette tendance s'est poursuivie en 2004, car une chute des températures dans le nord-est des États-Unis a provoqué une brusque hausse de la demande.

L'écart de prix entre deux marchés s'appelle « différentiel ». La figure 60 compare les différentiels entre le prix NYMEX au Henry Hub et les prix pratiqués dans d'autres grands marchés nord-américains du gaz naturel.

En 2004, les cours du marché AECO et du marché de la Californie ont continué de baisser par rapport au prix Henry Hub, et l'écart s'est donc accentué. Dans les Rocheuses, le différentiel s'est rétréci par rapport à NYMEX et la construction de nouveaux pipelines ont permis à la production de gaz naturel de sortir de la région. Les prix ont ainsi rejoint ceux des autres marchés de l'Amérique du Nord, ce qui n'est pas sans rappeler l'effet que le gazoduc Alliance avait eu sur les prix albertains en 2000.

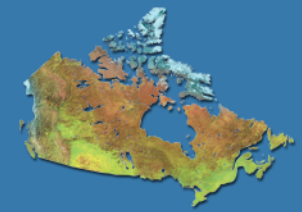
Les différentiels considérables entre NYMEX et Chicago à la fin de 2004 sont le résultat de l'ouragan Ivan, qui a entraîné des pertes de production massives. L'augmentation de la demande à Chicago a été comblée par du gaz naturel moins coûteux en provenance de l'Alberta et des Rocheuses, les approvisionnements plus coûteux en provenance de la côte du Golfe ayant été dirigés vers les marchés du nord-est des États-Unis.

Figure 61**Relation entre les prix du pétrole et du gaz naturel**

Source: ONÉ

La figure 61 montre l'évolution du prix du gaz naturel par rapport à deux combustibles dérivés du pétrole brut, à savoir le mazout lourd et le distillat. La limite supérieure de la bande rouge représente le prix du distillat, tandis que la limite inférieure représente le mazout lourd. Lorsque le prix du gaz naturel dépasse la partie inférieure de la bande, cela signifie que le mazout lourd se vend moins cher que le gaz naturel. La même analyse peut être faite dans le cas du distillat.

Ce graphique montre que les prix du gaz naturel, même s'ils sont élevés depuis le début de 2001, demeurent à l'extrémité inférieure de la fourchette des prix des combustibles concurrents. Parfois, comme ce fut le cas au milieu de 2004, le prix AECO du gaz naturel est moins élevé que ceux du mazout lourd et du distillat.

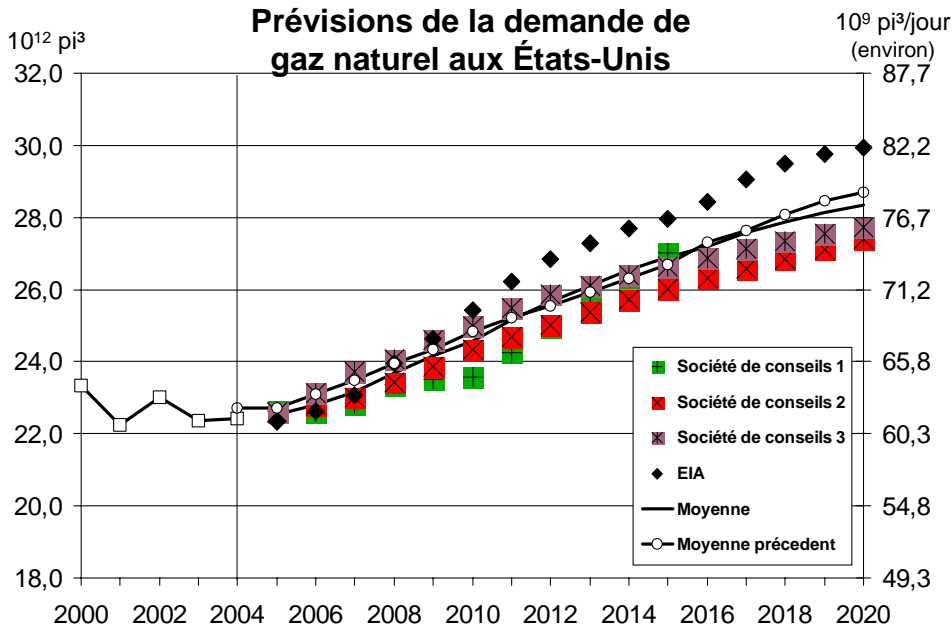


Partie III : Marché américain du gaz naturel

» Perspectives jusqu'à 2020

Figure 62

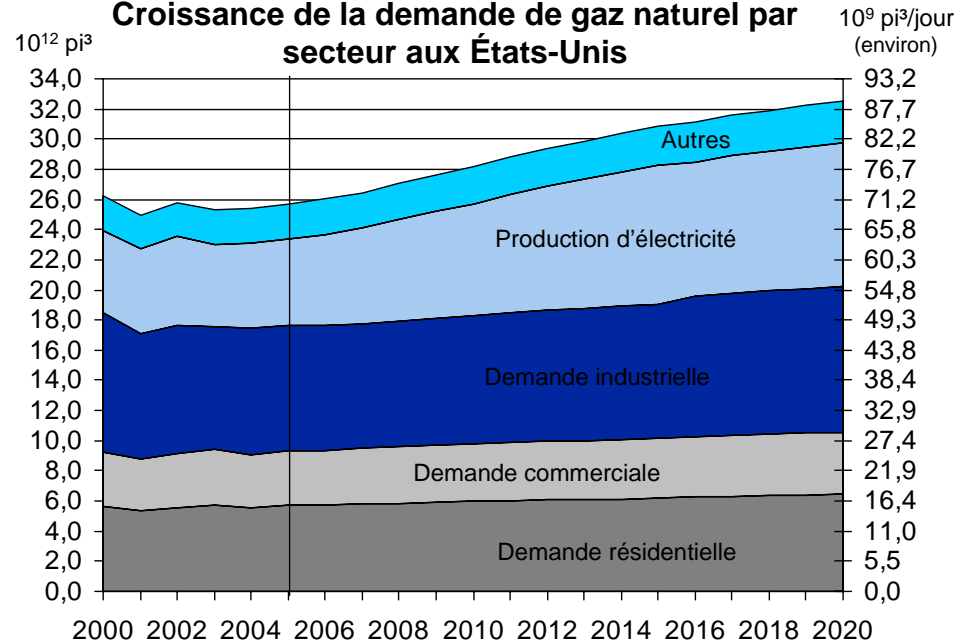
Prévisions de la demande de gaz naturel aux États-Unis



Sources: EIA et consultants divers. Nota: Données historiques de l'EIA

Figure 63

Croissance de la demande de gaz naturel par secteur aux États-Unis



Sources: EIA, ONÉ, TransCanada et consultants divers. Nota: (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes (2) Données historiques de l'EIA et Statistique Canada.

La figure 62 montre quatre prévisions de la demande de gaz aux États-Unis, la prévision moyenne de cette année ainsi que la moyenne de l'année dernière.

Selon la prévision moyenne, la demande de gaz sera de 26,9 10¹² pi³ en 2015 et elle augmentera à 28,3 10¹² pi³ en 2020, soit une augmentation moyenne d'environ 1,6 % par année.

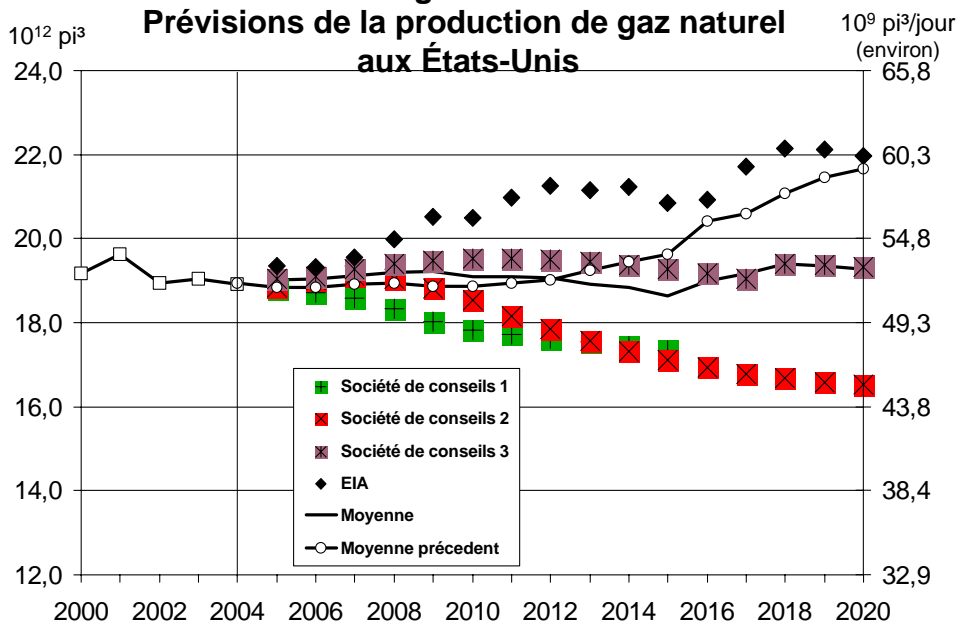
La prévision moyenne de l'année dernière faisait état d'une demande de 28,7 10¹² pi³ en 2020, soit 0,4 10¹² pi³ de plus que celle de cette année. Cette révision à la baisse s'explique surtout par le fait que l'on s'attend à une diminution de la production de gaz naturel classique et à une hausse substantielle des prix.

La figure 63 représente une opinion moyenne ou « consensuelle » au sujet de l'évolution de la demande de gaz naturel par secteur aux États-Unis.

Selon la prévision moyenne, la consommation totale de gaz naturel aux États-Unis passera de 22,4 10¹² pi³ en 2004 à 28,3 10¹² pi³ en 2020. Il s'agit d'une augmentation de 6 10¹² pi³, ou 26 %, par rapport à la demande réelle en 2004.

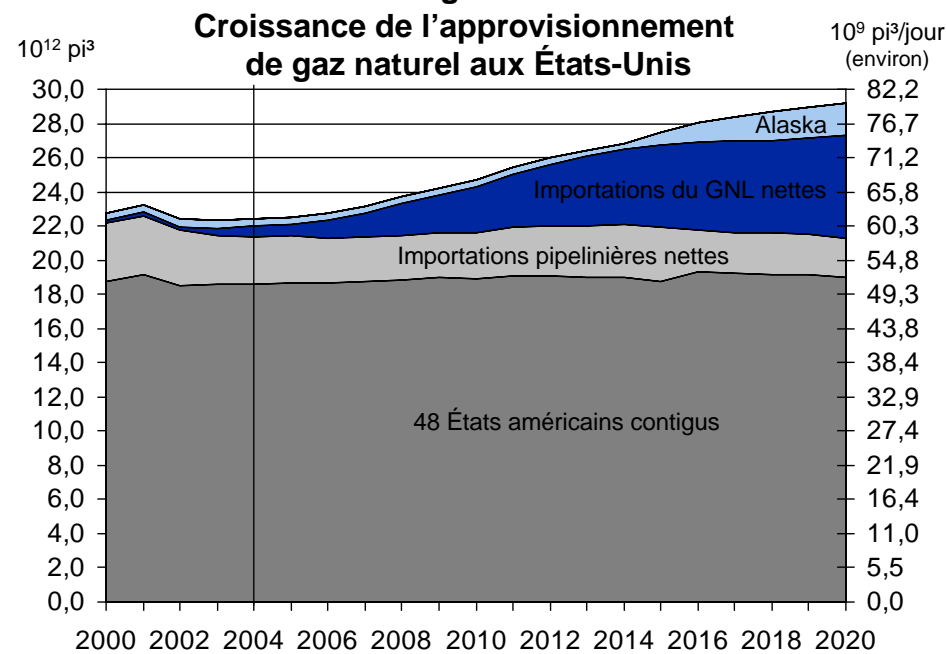
Dans le secteur de l'électricité, on prévoit que la consommation de gaz naturel augmentera de 5,4 10¹² pi³ en 2004 à 8,9 10¹² pi³ en 2020. Elle équivaudra à 31 % de la demande totale de gaz naturel en 2020, comparativement à 24 % en 2004. Cette augmentation sera attribuable à la construction de nouvelles centrales à gaz et à l'augmentation du taux d'utilisation de la capacité des centrales existantes.

Figure 64



Sources: EIA et consultants divers. Nota: Données historiques de l'EIA.

Figure 65



Sources: EIA et consultants divers. Nota: (1) Moyenne ou interprétation « consensuelle » des prévisions de divers organismes. (2) Données historiques de l'EIA.

La figure 64 montre quatre prévisions de la production de gaz naturel aux États-Unis. La prévision moyenne indique que la production de gaz naturel aux États-Unis augmentera au rythme de 0,2 % par année, pour atteindre 19,3 10¹² pi³ en 2020.

La prévision moyenne de l'année dernière situait la production de gaz à 20,4 10¹² pi³ en 2015. C'est plus élevé que ce que l'on prévoit actuellement pour 2020.

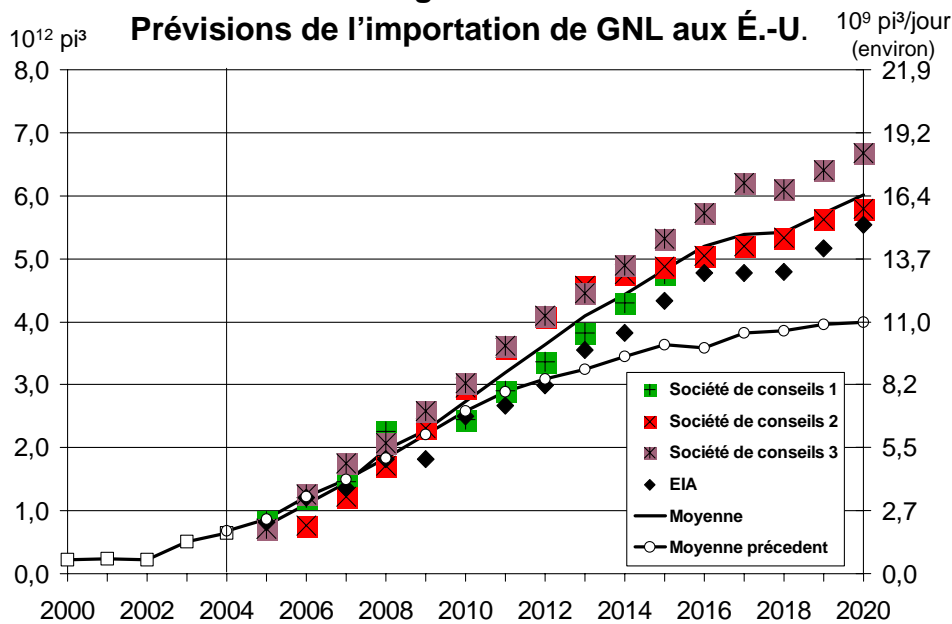
Les opinions divergent considérablement au sujet de la production de gaz naturel aux États-Unis. L'écart substantiel entre les prévisions dénote de l'incertitude parmi les observateurs de l'industrie au sujet des approvisionnements américains.

La figure 65 illustre une opinion moyenne ou « consensuelle » au sujet des sources de la croissance de l'approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis. Si l'on fait la moyenne des diverses prévisions à cet égard, on obtient une prévision « consensuelle » de 27,5 10¹² pi³ en 2015 et de 29 10¹² pi³ en 2020.

En 2004, les importations pipelinières nettes ont représenté 12 % de l'approvisionnement total des États-Unis, contre 2 % pour les importations nettes de GNL.

En 2020, 19 10¹² pi³ de gaz naturel proviendraient des 48 États du Sud (65 % du total), 2,3 10¹² pi³ des importations pipelinières nettes (8 % du total), 6 10¹² pi³ des importations nettes de GNL (21 % du total) et 1,9 10¹² pi³ des gisements de l'Alaska (6 % du total).

Figure 66

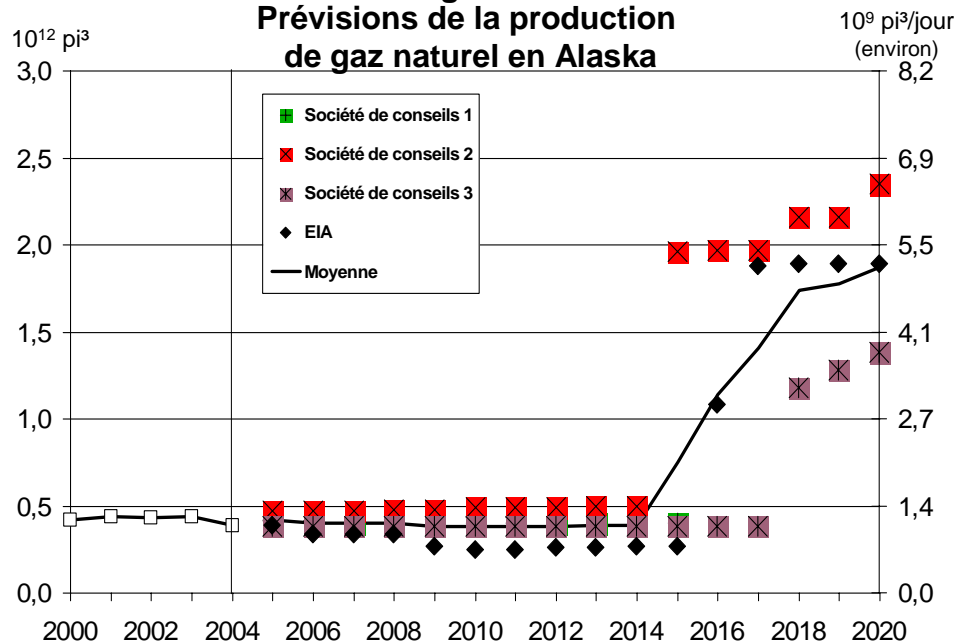


Sources: EIA et consultants divers. **Nota:** Données historiques de l'EIA.

La figure 66 montre quatre prévisions des importations de GNL aux États-Unis, la prévision moyenne de cette année ainsi que la prévision moyenne de l'année dernière. Selon la prévision moyenne de cette année, les importations de GNL augmenteront à 4,8 10¹² pi³ en 2015 et à environ 6 10¹² pi³ en 2020, pour représenter environ 20 % de l'approvisionnement total des États-Unis en gaz naturel. Cette prévision représente une augmentation d'environ 5,4 10¹² pi³, soit plus de 800 %, par rapport aux importations de GNL enregistrées en 2004.

La prévision moyenne de l'année dernière situe les importations de GNL à 3,6 10¹² pi³ en 2015 et à 4 10¹² pi³ en 2020. Elle est donc beaucoup moins élevée que la prévision de cette année (6 10¹² pi³ en 2020). Elle a été revue à la hausse en raison des préoccupations suscitées par la production de gaz naturel classique en Amérique du Nord et par la vigueur soutenue des prix du gaz naturel.

Figure 67



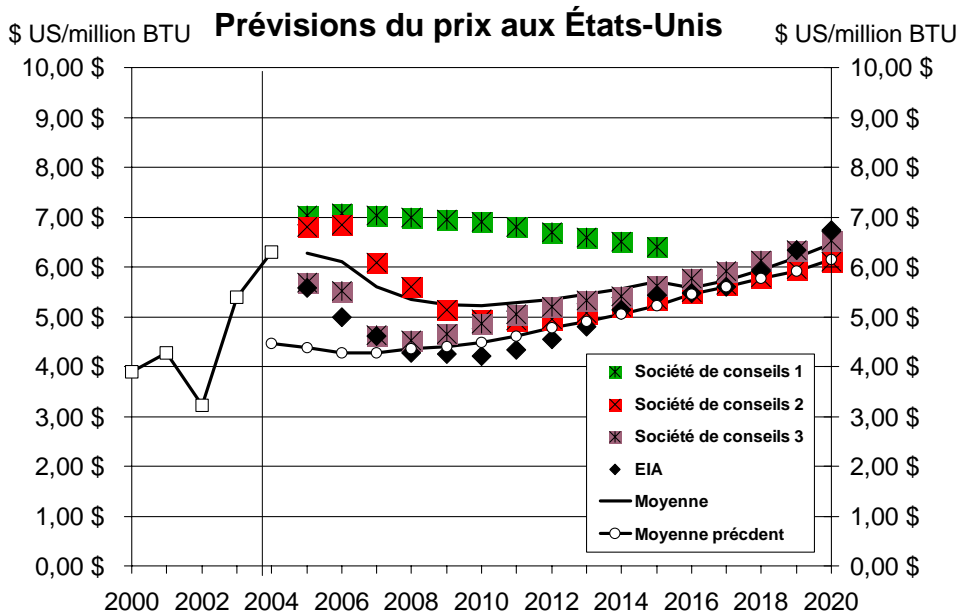
Sources: EIA et consultants divers. **Nota:** Données historiques de l'EIA.

En 2004, le sud de l'Alaska a produit environ 390 10⁹ pi³ de gaz naturel, dont environ 16 %, soit 62 10⁹ pi³, ont été exportés au Japon par méthanier. Le reste, 328 10⁹ pi³, a été consommé en Alaska. La consommation de gaz naturel dans le secteur industriel représente environ 70 % de la consommation totale de l'État.

Les réserves de gaz naturel situées dans le nord de l'Alaska, beaucoup plus abondantes, doivent demeurer dans le sous-sol, faute de moyen de transport pour les acheminer au marché.

Selon les prévisionnistes que nous avons consultés, le gazoduc du versant nord de l'Alaska ne commencerait pas avant 2015 à transporter le gaz naturel de l'Alaska vers les 48 États du Sud. L'opinion « consensuelle » situe la production de gaz naturel de l'Alaska à environ 1,9 10¹² pi³ en 2020, soit environ 5,2 10⁹ pi³/j.

Figure 68



Sources: EIA et consultants divers. **Nota:** (1) Les données historiques sont des prix NYMEX réels provenant du cabinet GLJ. Les prévisions de prix sont celles de carrefour Henry Hub sur la Côte du golfe, sauf celle de l'EIA, qui est le prix moyen à la tête de puits aux États-Unis. (2) Certaines prévisions ont été converties de dollars constants en dollars historiques.

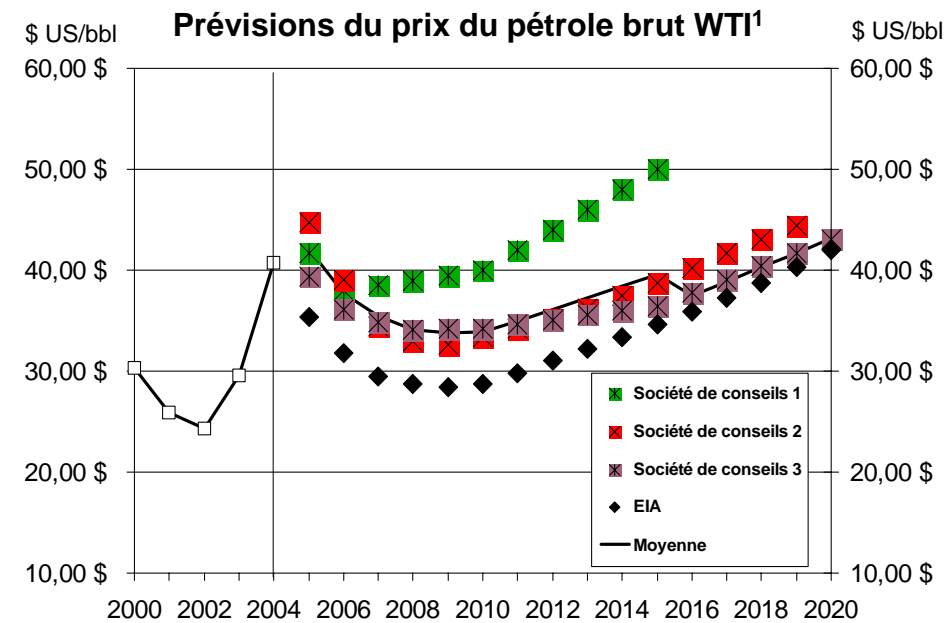
La figure 68 compare quatre prévisions des prix du gaz naturel, en dollars nominaux, au carrefour Henry Hub, en Louisiane.

En 2004, le prix du gaz naturel s'établissait à 6,30 \$US/million BTU. Selon la prévision moyenne, les prix vont demeurer au-dessus de 6 \$US/million BTU pendant les deux prochaines années pour ensuite tomber dans la fourchette de 5,50-6,50 \$US/million BTU à la fin de la période de la prévision.

La prévision situe le prix du gaz naturel en 2015 et 2020 à 5,70 \$US/million BTU et 6,50 \$US/million BTU respectivement. Selon les prévisionnistes consultés, la moyenne des prix du gaz naturel aux États-Unis entre 2005 et 2020 devrait être de l'ordre de 5,70 \$US/million BTU.

La prévision de cette année est d'environ 15 % supérieure à celle de l'année dernière.

Figure 69



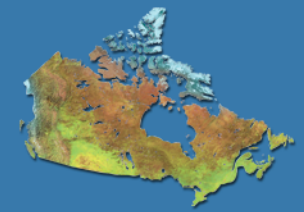
Sources: EIA et consultants divers. **Nota:** (1) Prix du brut West Texas Intermediate à Cushing, Oklahoma. (2) Les prix historiques de l'EIA. (3) Certaines prévisions ont été converties de dollars constants en dollars historiques.

La figure 69 montre quatre prévisions des prix du brut WTI, en dollars nominaux.

En 2004, la moyenne des prix du brut WTI s'est chiffrée à 41,42 \$US le baril. C'est une augmentation de 10,28 \$US, ou 33 %, par rapport au prix moyen de 2003 (31,14 \$US).

La prévision moyenne indique que les prix du brut WTI, qui ont atteint un niveau record en 2004, diminueront pour se situer en moyenne autour de 35,25 \$US le baril entre 2006 et 2009.

On prévoit que la moyenne des prix du brut WTI sera de 37,80 \$US le baril au cours de la période considérée. C'est une baisse de 10 % par rapport au niveau enregistré en 2004.



Annexe 1

» Cours Intra-Alberta, AECO et NIT

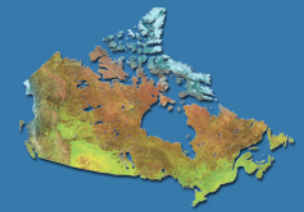
Cours Intra-Alberta, AECO et NIT

Le marché canadien du gaz naturel s'inscrit dans un marché nord-américain libre et intégré. Les prix du gaz naturel sont établis en fonction d'un marché continental et sont tributaires de l'offre et de la demande.

Le cours mensuel du disponible intra-Alberta sert de prix de référence pour le gaz naturel au Canada. Il s'agit d'un prix de gros établi dans une région productrice pour de grandes quantités de gaz naturel achetées en vertu de contrats de 1 mois. Le gaz naturel est acheté et vendu pendant qu'il est transporté par le gazoduc de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) en Alberta. En d'autres termes, au moment d'une transaction on dit du gaz naturel qu'il est « livré à NOVA ». Le gazoduc de Nova s'étend sur la majeure partie du territoire de la province de l'Alberta. On le désigne de diverses façons : *Alberta Hub* (carrefour d'échange de l'Alberta), *Alberta System* (réseau de l'Alberta de TransCanada). Le cours intra-Alberta est aussi désigné régulièrement comme le cours AECO ou le cours NIT. Le terme AECO est né lorsqu'on a commencé à publier les cours du gaz échangé à l'installation de stockage de l'Alberta Energy Company (AECO) à Suffield (qui est reliée au gazoduc de NOVA). L'AECO est devenue depuis EnCana, résultat de la fusion de PanCanadian et de l'Alberta Energy Company en 2002. Le sigle NIT signifie Nova Inventory Transfer, c'est-à-dire le cours du gaz naturel acheté ou vendu pendant qu'il est transporté par le gazoduc de NOVA. Les trois termes — cours intra-Alberta, cours AECO, cours NIT — désignent la même chose, soit le cours du gaz naturel échangé pendant qu'il est transporté, ou en voie d'être transporté, par le gazoduc de NOVA.

Le Natural Gas Exchange (NGX) est un important mécanisme de formation des prix du gaz naturel au regard des cours intra-Alberta. Le NGX est une société qui facilite les échanges de gaz naturel. Elle permet aux acheteurs et aux vendeurs de conclure des transactions en toute quiétude, en leur évitant des problèmes de règlement ou de livraison; l'identité des parties contractantes est tenue confidentielle. En contrepartie, NGX exige une légère redevance pour chaque unité de gaz naturel échangé. Elle publie le cours moyen de ces transactions. Des contrats de livraison de gaz naturel pour un mois donné sont conclus chaque jour par l'entremise du NGX. Par exemple, en septembre 2005 on concluait des transactions par l'intermédiaire du NGX pour du gaz naturel qui serait transporté en novembre 2005. Ainsi, le cours mensuel du disponible intra-Alberta de novembre 2005 publié par le NGX à la fin de septembre correspond au prix moyen de l'ensemble des transactions conclues en septembre 2005 pour du gaz qui sera livré en novembre 2005.

Le carrefour d'échange de l'Alberta, ou marché intra-Alberta, est l'un des plus importants marchés de gaz naturel en Amérique du Nord, en raison de la grande quantité de gaz naturel qui passe par ce carrefour quotidiennement et du fort volume de transactions conclues sur ce marché : environ 12 milliards de pieds cubes de gaz naturel sont transportés par le gazoduc de NOVA chaque jour. Mais la quantité de gaz naturel acheté ou vendu au carrefour d'échange de l'Alberta est en réalité beaucoup plus grande à cause de la revente. Ce qui fait aussi l'importance de ce marché est l'impressionnante capacité de l'installation de stockage souterraine reliée au réseau de l'Alberta et les nombreuses connexions à d'autres gazoducs, qui concourent à approvisionner le marché albertain et des marchés extérieurs. L'importance du carrefour d'échange de l'Alberta transparait également dans le fait que le cours du disponible intra-Alberta est l'un des principaux prix étalons du gaz naturel en Amérique du Nord.



Annexe 2

» Les liquides de gaz naturel canadiens

Les liquides de gaz naturel canadiens

Outre le méthane, sa principale composante, le gaz naturel contient des liquides de gaz naturel (LGN) constitués essentiellement d'éthane, de butane et de propane en quantités variables. Les LGN, en particulier l'éthane, servent de matières premières pour la fabrication de différents produits pétrochimiques au Canada.

En Alberta, les LGN sont extraits du gaz qui doit être transporté par le réseau pipelinier de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) dans l'une des neuf usines de chevauchement situées à Empress (six usines), Cochrane, Joffre et Edmonton. Plusieurs usines de traitement de faible capacité extraient également les LGN pour rendre le gaz naturel transportable par pipeline. Les usines de chevauchement albertaines négocient des contrats avec les propriétaires du gaz naturel transporté par le réseau NGTL, aux termes desquels elles obtiennent des « droits d'extraction ».

L'éthane et les autres LGN extraits appartiennent au propriétaire de l'usine de chevauchement et sont généralement vendus à des entreprises pétrochimiques. Une fois extrait, l'éthane de l'Alberta peut être acheminé vers les marchés albertains au moyen du vaste réseau de collecte de la province (l'« Alberta Ethane Gathering System ») ou transporté à Sarnia au moyen du gazoduc de Cochin. Les usines de chevauchement vendent habituellement leur éthane à des entreprises pétrochimiques de l'Alberta, avec lesquelles elles ont des contrats d'approvisionnement à moyen et à long terme.

L'industrie pétrochimique albertaine

L'Alberta est dotée d'une grande industrie pétrochimique, qui repose essentiellement sur la production d'éthylène à partir de l'éthane. Elle s'est développée à la faveur du faible coût de l'éthane, qui aide à compenser le coût de transport entre l'Alberta et les marchés des produits pétrochimiques. Les deux principaux complexes pétrochimiques de l'Alberta sont la propriété de NOVA Chemicals, à Joffre, et de Dow Chemical, à Fort Saskatchewan. BP Canada, Shell Chemicals, Celanese et AT Plastics ont également des usines pétrochimiques en Alberta.

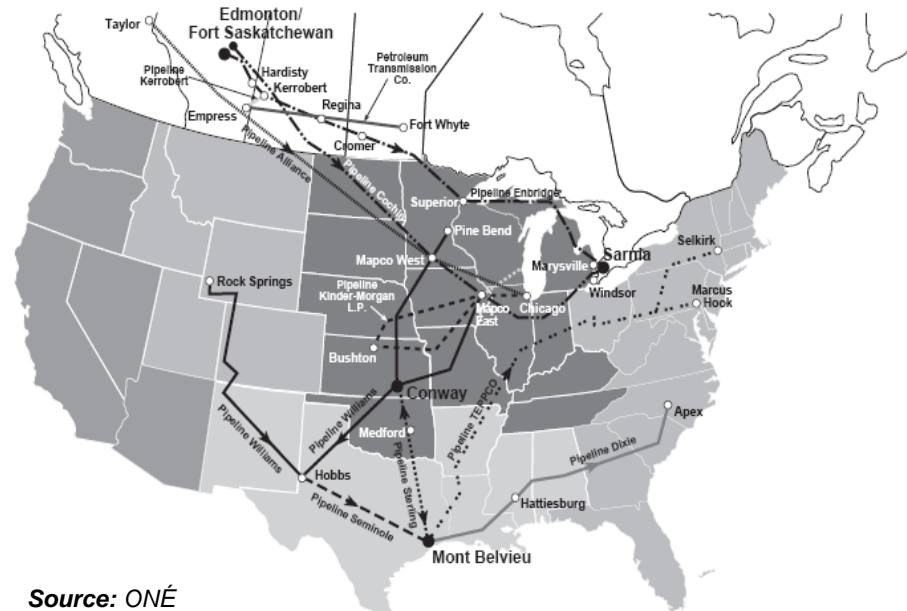
Actuellement, les LGN sont suffisamment abondants pour soutenir une augmentation modérée de la capacité pétrochimique de l'Alberta, mais pas suffisamment pour justifier des investissements majeurs. Pour que l'industrie pétrochimique de l'Alberta connaisse une expansion significative, il faudrait

des volumes supplémentaires de GNL que seule une nouvelle exploitation gazière d'envergure est susceptible d'apporter. À cet égard, ce sont les gisements de gaz naturel du Nord canadien qui sont les plus susceptibles de fournir ces GNL supplémentaires.

Pipelines et carrefours commerciaux des GNL

Il existe quatre carrefours commerciaux des GNL en Amérique du Nord, ceux de Fort Saskatchewan (au nord d'Edmonton) et de Sarnia au Canada, et ceux de Conway (Kansas) et de Mont Belvieu (Texas) aux États-Unis. Fort Saskatchewan est considéré comme un carrefour commercial pour plusieurs raisons : il possède de vastes installations de stockage souterrain, il a un marché captif des produits pétrochimiques et il est relié aux autres grands centres de GNL au moyen de gazoducs et de l'usine de chevauchement située à proximité, à Edmonton. La carte suivante montre les principaux pipelines et carrefours commerciaux de GNL en Amérique du Nord. Le réseau de gazoducs Alliance y est également représenté, car il transporte du gaz naturel riche (à haute teneur en GNL) à Chicago.

Carrefours de commercialisation et pipelines de LGN en Amérique du Nord



Source: ONÉ

Les exportations canadiennes de GNL représentent à peine 10 % de la demande américaine. Si, en Amérique du Nord, les prix du gaz naturel sont déterminés par le cours du marché Henry Hub, le prix des GNL canadiens est déterminé par le prix nord-américain (rajusté en fonction de l'endroit et des coûts de transport). Mont Belvieu, caractérisé par une forte concentration d'usines pétrochimiques et d'installations de stockage, de transport pipelinier, de fractionnement et de raffinage, est la plus grande région consommatrice de GNL en Amérique du Nord et est parfois considérée comme le fixe de prix sur les marchés nord-américains des GNL.

Alberta Ethane Gathering System (AEGS)

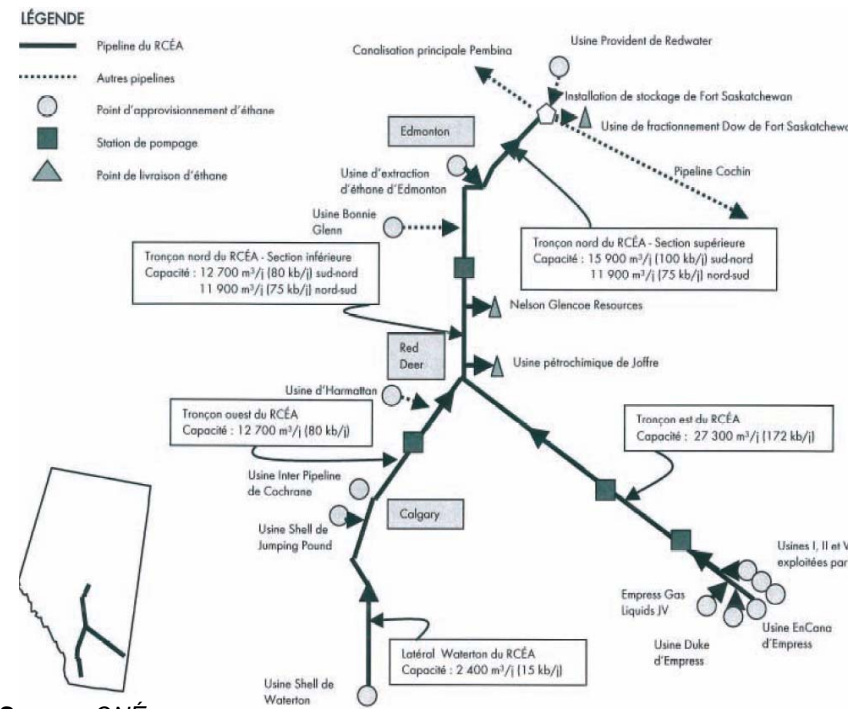
Les pipelines et les carrefours commerciaux de GNL en Amérique du Nord sont alimentés par les systèmes de collecte de GNL. En Alberta, l'*Alberta Ethane Gathering System* (AEGS) reçoit des liquides de neuf usines de chevauchement qui se trouvent dans la province. Il est la propriété de Fort Chicago Energy Partners, une entreprise canadienne. Le réseau est constitué de 1 324 km de canalisations et offre une capacité de 322 000 b/j. Il achemine l'éthane albertain aux usines de produits pétrochimiques primaires situées près de Joffre et de Fort Saskatchewan, aux cavernes de stockage de GNL et aux réseaux d'exportation, comme le pipeline de Cochin à destination des États-Unis. Le réseau AEGS est illustré à droite.

Il se compose de trois tronçons de pipeline :

Le *tronçon est*, d'une capacité de 172 000 b/j, relie les quatre usines de chevauchement situées près d'Empress à des interconnexions avec des installations pétrochimiques et le tronçon nord situé près de Joffre.

Le *tronçon ouest*, d'une capacité primaire de 80 000 b/j, part non loin de Waterton et s'étend vers le nord jusqu'à une deuxième usine de chevauchement située près de Cochrane, puis de là rejoint les installations pétrochimiques et le tronçon nord à proximité de Joffre.

Le *tronçon nord*, une canalisation bidirectionnelle dont la capacité atteint 100 000 b/j, part de Joffre, rejoint l'usine de chevauchement d'Edmonton pour se terminer à Fort Saskatchewan, où il alimente des cavernes de stockage, d'autres pipelines et des usines pétrochimiques.



Source: ONÉ

Les deux principaux acheteurs de l'éthane expédié sur le réseau AEGS sont NOVA Chemicals et Dow Chemical. AEGS fournit presque tout l'éthane nécessaire aux usines d'éthylène de NOVA Chemical et de Dow Chemical à Joffre, et environ la moitié de l'éthane consommé à l'usine d'éthylène que Dow exploite à Fort Saskatchewan. NOVA Chemicals est le propriétaire exclusif de deux usines de craquage d'éthylène situées à Joffre et en possède une troisième à parts égales avec Dow. Toutes se trouvent au même endroit. Les usines de craquage dont Dow est l'unique propriétaire sont réunies à Fort Saskatchewan.

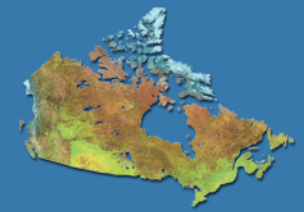
Avenir des approvisionnements en GNL

La production d'éthane baisse en Alberta, et l'industrie pétrochimique ainsi que les exploitants des usines de chevauchement ont un urgent besoin de nouvelles sources d'approvisionnement. Or, le gaz naturel du Nord (delta du Mackenzie et Alaska) offre la possibilité de combler leur demande. Les gisements du Mackenzie comme ceux de l'Alaska contiennent des GNL, mais ceux du delta du Mackenzie sont généralement considérés comme relativement pauvres (à faible teneur en éthane) et ceux de l'Alaska plus

riches (haute teneur en éthane). Un accès rentable aux GNL contenus dans le gaz naturel du Nord stimulerait l'expansion de l'industrie pétrochimique albertaine.

Conclusions

L'industrie pétrochimique albertaine profiterait grandement d'une augmentation des approvisionnements en GNL, notamment à la faveur de la mise en valeur des gisements du delta du Mackenzie et de l'Alaska. Le taux d'utilisation des infrastructures en Alberta pourrait augmenter si le réseau NGTL était relié aux gisements de gaz naturel du Nord, dont les liquides seraient extraits à des usines de chevauchement existantes puis expédiés à des installations pétrochimiques du Nord via le réseau AEGS.



Annexe 3

» Le gaz naturel liquéfié en Amérique du nord

Gaz naturel liquéfié en Amérique du nord

Gaz naturel liquéfié – Description

Le gaz naturel liquéfié, ou GNL, est simplement du gaz naturel à l'état liquide. Refroidi à une température d'environ moins 160° C (ou moins 260° F) à la pression atmosphérique, il se condense pour former un liquide transparent, incolore et inodore. Le GNL est non corrosif et non toxique. Au cours du processus de liquéfaction, le gaz naturel est débarrassé de l'oxygène, du CO₂, des composés du soufre et de l'eau qu'il contient, et l'on obtient alors un produit constitué essentiellement de méthane avec de petites quantités d'hydrocarbures et d'azote. Son volume est réduit d'environ 600 fois, de telle sorte qu'un seul méthanier peut livrer autant de gaz naturel à la fois que 600 navires transportant le gaz à l'état gazeux. Le méthanier moyen peut livrer 2 à 3 10⁹ pi³ de gaz naturel, suffisamment pour chauffer 2 à 3 millions de maisons canadiennes pendant un an. Grâce à cette capacité de transport considérable, il est rentable de transporter le gaz naturel par voie de mer et il est ainsi possible de mondialiser le marché du gaz naturel.

Besoin d'augmentation des importations de GNL en Amérique du Nord

Le Canada fait partie d'un marché nord-américain intégré du gaz naturel, où il est possible de s'approvisionner à plusieurs sources et de livrer le gaz n'importe où au moyen d'un vaste réseau pipelinier nord-américain. Le Canada produit plus de gaz naturel qu'il n'en a besoin. Les États-Unis, par contre, consomment plus de gaz naturel qu'ils n'en produisent, de sorte qu'ils doivent en importer pour combler la différence. Le gaz naturel importé aux États-Unis est actuellement transporté par gazoduc en passant par le Canada ou au moyen de navires-citernes de fort tonnage qui transportent le gaz sous forme de GNL (p. ex. Trinité et Tobago).

Jusqu'à récemment, le gaz naturel coûtait cher à convertir en GNL, et les prix du gaz naturel à la consommation en Amérique du Nord ne justifiaient pas la nécessité et le coût d'une nouvelle infrastructure de GNL. Or, il se trouve que la production des bassins nord-américains de gaz naturel classique est en déclin, que la demande de gaz naturel reprend de la vigueur et que les prix augmentent en conséquence. Cette conjoncture a ouvert la porte à une augmentation des importations de GNL. Outre la hausse des prix du gaz naturel intérieur, les progrès technologiques qui ont permis d'abaisser le coût de liquéfaction et de transport du GNL rendent ce combustible davantage compétitif par rapport au gaz naturel classique produit en Amérique du Nord.

Terminal d'importation de GNL de Trunkline LNG, Lake Charles, Louisiane



Source: Trunkline LNG

Les États-Unis constituent le principal marché pour une éventuelle croissance de l'industrie du GNL, car ils absorbent 25 % du gaz naturel consommé dans le monde chaque jour. En 2004, on y comptait quatre terminaux d'importation de GNL. Ensemble, ces terminaux ont reçu 652 10⁹ pi³ de GNL, soit l'équivalent approximatif de 3 % de la consommation américaine de gaz naturel. Un cinquième terminal d'importation, l'installation d'Excelerate qui se trouve dans le golfe du Mexique, est entré en service en mars 2005.

Selon la prévision « consensuelle » au sujet du GNL (page 64), les importations américaines de GNL atteindraient près de 6 10¹² pi³ ou 16,4 10⁹ pi³ par jour d'ici 2020, une augmentation de 14,6 10⁹ pi³ par jour par

rapport à 2004. Pour que cette prévision se réalise, il faudra agrandir les installations américaines actuelles d'importation de GNL et en construire de nouvelles.

Projets d'importation de GNL en Amérique du Nord

En plus des projets d'agrandissement des installations américaines d'importation de GNL qui sont en cours, il existe plus de 50 projets de construction d'installations d'importation de GNL aux États-Unis, aux Bahamas, au Canada et au Mexique, dont un grand nombre sont destinées à alimenter les marchés américains du gaz naturel.

En mai 2005, les promoteurs des projets de GNL avaient proposé la construction de 56 nouveaux terminaux d'importation de GNL aux Bahamas, au Canada, au Mexique et aux États-Unis. La majorité de ces terminaux serait située aux États-Unis. L'état d'avancement de ces projets varie (par exemple on est en train de construire des installations sur la côte américaine du golfe du Mexique et au Mexique, alors qu'on attend toujours les demandes d'approbation réglementaire pour d'autres projets).

Pour l'instant, les autorités canadiennes, américaines et mexicaines ont approuvé la construction de 13 nouveaux terminaux d'importation de GNL en Amérique du Nord, dont la capacité totale se chiffre à environ $17,6 \cdot 10^9$ pi³ par jour. De plus, on attend l'approbation des autorités bahamiennes pour construire deux terminaux d'importation aux Bahamas (qui alimenteraient le marché de la Floride à l'aide de gazoducs sous-marins). Par contre, la Federal Energy Regulatory Commission a approuvé le volet de ces projets qui concernent les gazoducs.

Si tous les terminaux d'importation de GNL proposés sont construits, leur capacité d'importation totale se chiffrera à plus de $60 \cdot 10^9$ pi³ par jour ou à $22 \cdot 10^{12}$ pi³ par année, ce qui représente 90 % du total de la demande actuelle de gaz naturel aux États-Unis et au Canada et trois fois la quantité de GNL actuellement consommée dans le monde entier.

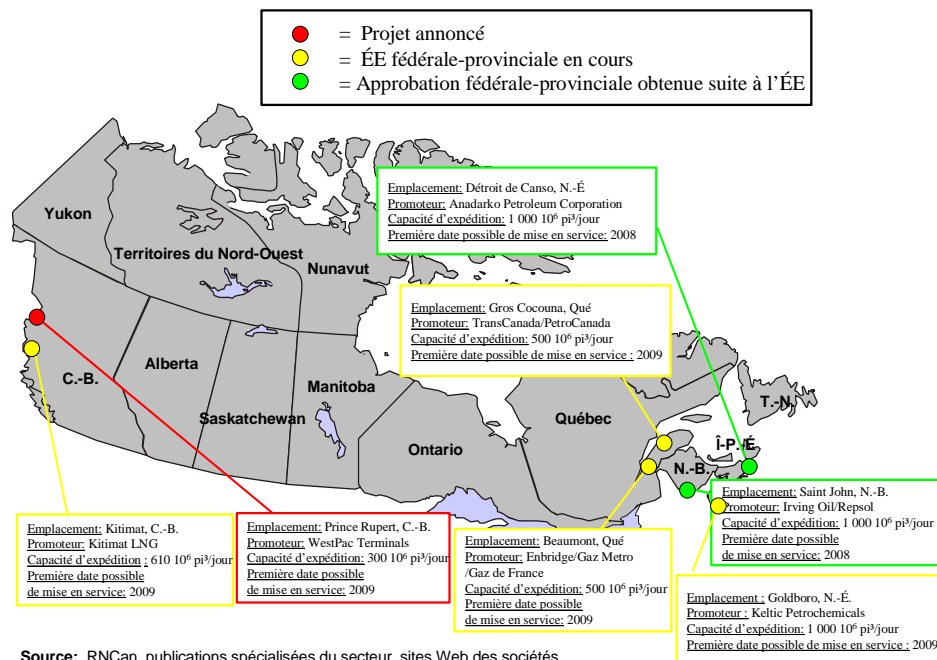
Cependant, il n'est pas nécessaire de construire tous ces terminaux d'importation de GNL. On construira seulement les terminaux qui pourront obtenir l'approvisionnement en gaz naturel nécessaire sur le marché mondial concurrentiel du GNL, qui seront rentables et qui obtiendront l'approbation réglementaire.

Pour répondre à la demande prévue de GNL d'ici 2020 ($14,6 \cdot 10^9$ pi³ par jour), il faudrait construire 12 nouvelles installations d'importation de GNL, dont la capacité individuelle se chiffrerait à $1,2 \cdot 10^9$ pi³ par jour.

Ressources potentielles du GNL au Canada¹

Le Canada n'importe pas encore de GNL, mais il existe de nombreux projets d'importation dans le Canada atlantique, au Québec et en Colombie-Britannique, dont plusieurs font actuellement l'objet d'un examen réglementaire. Les terminaux envisagés dans le Canada atlantique sont pour la plupart des installations de type « importation pour réexportation », étant donné que, dans cette région du pays, la demande de gaz naturel est comblée entièrement par la production des régions extracôtières de la Nouvelle-Écosse. Les terminaux prévus au Québec alimenteraient essentiellement les marchés québécois et ontariens. Actuellement, le Québec dépend presque entièrement de l'Ouest canadien pour son gaz naturel. Les terminaux proposés en

Projets de terminaux canadiens d'importation de GNL



Colombie-Britannique doivent servir en grande partie à approvisionner l'île de Vancouver et le Lower Mainland.

La figure ci-dessus indique différents attributs des projets d'importation de GNL au Canada.

Dans chaque projet, il faudra investir environ 500 millions \$CAN. De plus, la construction d'un terminal d'importation de GNL au Canada devra nécessairement s'accompagner de la mise en place d'un réseau pipelinier pour transporter le gaz naturel sur les marchés. Ces travaux consisteront tantôt à augmenter la capacité d'un gazoduc déjà construit (par compression supplémentaire ou doublage) et tantôt à construire un tout nouveau pipeline.

On dénombre actuellement sept projets de construction d'installations d'importation de GNL au Canada. Six d'entre eux ont déjà fait l'objet ou font l'objet actuellement d'une évaluation environnementale et d'un examen réglementaire.² En août 2004, deux des sept propositions – celle d'Irving Oil et celle d'Anadarko Petroleum Corporation (anciennement Access Northeast Energy) – ont reçu le feu vert des organismes fédéraux et provinciaux d'évaluation environnementale. Quatre autres projets – ceux de Gaz Métro et al. (au Québec), de TransCanada (également au Québec), de Keltic Petrochemicals (en Nouvelle-Écosse) et de Kitimat LNG (en Colombie-Britannique) – font actuellement l'objet d'une évaluation environnementale et d'un examen réglementaire. Le septième projet – celui de WestPac en Colombie-Britannique – n'est pas encore entré dans le processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire. D'autres projets (qui ne figurent pas sur la carte en raison de leur caractère non définitif) sont à l'étude, notamment la construction d'un terminal d'importation de GNL à Saguenay, au Québec.

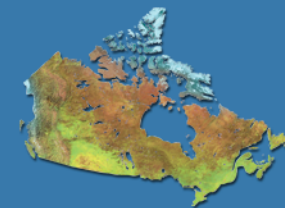
Conclusions

Les analystes de l'industrie comme ceux du gouvernement prévoient que la demande de gaz naturel continuera d'augmenter en Amérique du Nord et que les producteurs intérieurs de gaz naturel seront de moins en moins en mesure de combler les besoins. Une des façons de faire face à cette croissance de la demande consiste à augmenter les importations de GNL. Compte tenu de l'état de développement des divers projets mis de l'avant au Canada, il semble probable que le réseau nord-américain

d'approvisionnement en gaz naturel comportera plusieurs installations d'importation de GNL canadiennes.

¹ En septembre 2005, RNCAN a publié un rapport intitulé *Projets canadiens d'importation de gaz naturel liquéfié GNL : mise à jour de septembre 2005*. Le lecteur pourra le consulter à www.ngas.nrcan.gc.ca.

² En août 2005, RNCAN a publié un document intitulé *Exigences réglementaires concernant le GNL*. Il s'agit d'un recueil des principales approbations que les exploitants doivent obtenir des organismes de réglementation des différents ordres de gouvernement pour la conception, la sélection du site et la construction d'un terminal d'importation de GNL au Canada. Le lecteur peut le consulter à www.ngas.nrcan.gc.ca.



Annexe 4

» Tableaux

Liste des figures, cartes et tableaux

Liste des figures	Page
Figure 1: Évolution de la demande par secteur et par région (2004 vs 2003)	4
Figure 2: Réserves et ressources de gaz naturel : définitions	9
Figure 3: Les ratios des réserves à la production	10
Figure 4: Niveaux de stockage nord-américains	11
Figure 5: Taux d'injection et de retrait pour l'Amérique du Nord	11
Figure 6: Variations du stockage nord-américaines au cours de 2004	12
Figure 7: Volume de stockage de gaz naturel et prix NYMEX	12
Figure 8: Prix du gaz naturel AECO et NYMEX	14
Figure 9: Facteurs influant sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord : hiver 2005-2006	17
Figure 10: Demande de stockage en Amérique du Nord	18
Figure 11: Solde de l'offre et de la demande de gaz naturel aux États-Unis	18
Figure 12: Productibilité de gaz naturel au Canada	19
Figure 13: Tendances des forages gazières en Amérique du Nord et prix du gaz naturel NYMEX	19
Figure 14: Prévisions du prix à court terme du gaz naturel canadien (AECO)	20
Figure 15: Prévisions du prix à court terme du gaz naturel américaine (NYMEX)	20
Figure 16: Croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord	21
Figure 17: Prévisions de la demande des marchés nord-américains non captifs	21
Figure 18: Croissance de l'approvisionnement de gaz naturel en Amérique du Nord	22
Figure 19: Prévisions de l'importation de GNL en Amérique du Nord	22
Figure 20: Changements de la demande sectorielle au Canada (2004 vs 2003)	24
Figure 21: Demande par secteur et par région au Canada de 2004	24
Figure 22: Demande de gaz naturel dans les Maritimes	26
Figure 23: Dégres-jours de chauffage au Canada et demande du marché captif	26
Figure 24: Demande industrielle canadienne de gas vs prix du gaz AECO	28
Figure 25: Emplacement des projets de sables bitumineux	29
Figure 26: Gaz naturel requis pour l'exploitation des sables bitumineux	29
Figure 27: La production de gaz naturel au Canada	31
Figure 28: Plateau néo-écossais : production et expositions	31
Figure 29: BSOC : Nombre de puits complétés	34
Figure 30: Augmentation de la production et nombre de forages gazières dans le BSOC	35
Figure 31: Production et puits de méthane de houille en Alberta	35
Figure 32: Réserves gazières canadiennes totales	36
Figure 33: Stockage au Canada	37
Figure 34: Taux de change entre le Canada et les États-Unis et les prix de gaz naturel	38
Figure 35: Demande intérieure et exportations nettes	38
Figure 36: Exportations brutes aux États-Unis par région	39
Figure 37: Facteur de charge et excédent de capacité des gazoducs d'exportation canadiens	39
Figure 38: Revenus d'exportation vs taux de change entre le Canada et les États-Unis	40
Figure 39: Importations canadiennes de gaz naturel	40
Figure 40: Prévisions de la demande au Canada	41
Figure 41: Demande de gaz naturel canadien	41
Figure 42: Prévisions de la production de gaz naturel au Canada	42
Figure 43: Prévision de production de méthane houiller dans l'Ouest du Canada	44
Figure 44: Prévisions de l'approvisionnement provenant au Delta du Mackenzie	44
Figure 45: Prévisions de l'approvisionnement provenant au Canada Atlantique	45
Figure 46: Prévision du prix au Canada	45
Figure 47: Prévisions des exportations canadiennes	46
Figure 48: Changements de la demand sectorielle aux États-Unis (2004 vs 2003)	46
Figure 49: Dégres-jours de chauffage aux États-Unis et demande du marché captif	47

Liste des figures (suite)	Page
Figure 50: Prix du gaz NYMEX vs la demande industrielle de gaz aux États-Unis	50
Figure 51: Prix du gaz NYMEX vs la demande de gaz à des fins de production d'électricité aux É.-U.	50
Figure 52: Évolution de l'offre par secteur aux États-Unis (2004 vs 2003)	51
Figure 53: Production et nombre de puits forés au Texas	51
Figure 54: Importations de GNL aux États-Unis	54
Figure 55: Importations de GNL aux États-Unis de 2004	54
Figure 56: Méthane houiller aux États-Unis	55
Figure 57: Réserves gazières américaines totales	55
Figure 58: Stockage aux États-Unis	56
Figure 59: Prix du gaz naturel par région	56
Figure 60: Différences entre les prix du gaz naturel	57
Figure 61: Relation entre les prix du pétrole et du gaz naturel	57
Figure 62: Prévisions de la demande de gaz naturel aux États-Unis	62
Figure 63: Croissance de la demande de gaz naturel par secteur aux États-Unis	62
Figure 64: Prévisions de la production de gaz naturel aux États-Unis	63
Figure 65: Croissance de l'approvisionnement de gaz naturel aux États-Unis	63
Figure 66: Prévisions de l'importations de GNL aux É.-U.	64
Figure 67: Prévisions de la production de gaz naturel en Alaska	64
Figure 68: Prévisions du prix aux États-Unis	65
Figure 69: Prévisions du prix du pétrole brut WTI	65

Liste des cartes	Page
Carte 1: Échanges commerciaux de gaz naturel en Amérique du Nord de 2004 (10^9 pi ³)	2
Carte 2: Régions du marché du gaz au Canada et aux États-Unis de 2004 (10^9 pi ³)	3
Carte 3: Offre de gaz naturel nord-américaine en 2004 (10^9 pi ³)	5
Carte 4: Projets de terminaux d'importation de GNL en Amérique du Nord	7
Carte 5: Ressources et réserves de gaz au Canada et aux États-Unis (10^{12} pi ³)	8
Carte 6: Prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis de 2004	13
Carte 7: Marché intérieur et marché d'exportation de 2004 (10^9 pi ³)	16
Carte 8: Zones carbonifères de l'Alberta	23
Carte 9: Principaux gazoducs canadiens et capacité d'exportation de 2004	27

Liste des tableaux	Page
Table 1: Demande de gaz nord-américaine	4
Table 2: Offre de gaz naturel nord-américaine (en 2004)	6
Table 3: Indicateurs de forages gazières nord-américains	6
Table 4: Réserves et ressources de gaz naturel en Amérique du Nord	9
Table 5: Réserves de gaz naturel en Amérique du Nord	10
Table 6: Prix du gaz naturel par région	14
Table 7: Demande canadienne de gaz naturel	17
Table 8: Projets de terminaux d'importation de GNL canadiens	25
Table 9: Ventes canadiennes totales de gaz	28
Table 10: Prix sur le marché intérieur et à l'exportation	30
Table 11: Volumes exportés et ventes intérieures	34
Table 12: Prévisions des recettes d'exportation et des recettes intérieures	36
Table 13: Demande américaine de gaz naturel	37
Table 14: Production d'électricité aux États-Unis (GWhrs)	58
Table 15: Variations de l'offre aux États-Unis (2004 vs 1997)	59

Liste des acronymes

Acronymes

Alb.	Alberta
ACG	Association canadienne du gaz
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AECO	Installation de stockage de l'Alberta Energy Company
AGA	American Gas Association
AN	Amérique du Nord
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
DJCs	degrés-jours de chauffage
DOB	Daily Oil Bulletin
ÉE	évaluation environnementale
EIA	Energy Information Administration
É.-U.	United States
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GLJ	Gilbert Lausten Jung Associates Limited
GNL	gaz naturel liquéfié
Î.-P.-É	Île-du-Prince-Édouard
LDC	local distribution company
LGN	liquides du gaz naturel
Man.	Manitoba

Acronymes

MH	méthane de houille
ML	mazout lourd
MMS	Minerals Management Service
N.-B.	Nouveau-Brunswick
N.-É.	Nouvelle-Écosse
NOAA	National Oceanographic and Atmospheric Administration
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OCNÉHE	Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Ont.	Ontario
ONÉ	Office national de l'énergie
PÉEÎS	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
PIB	Produit intérieur brut
Qué	Québec
RNCan	Ressources naturelles Canada
R/P	ratio réserves/production
RRC	Texas Railroad Commission
Sask.	Saskatchewan
StatCan	Statistique Canada
T.-N.-L.	Terre-Neuve-et-Labrador
USGS	United States Geological Survey
WTI	West Texas Intermediate

Unités de mesure et facteurs de conversion

Unités de mesure	
Préfixe	Multiple d'une unité de mesure
10^6 pi^3	Million de pieds cubes
$10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$	Million de pieds cubes par jour
10^9 pi^3	Milliard de pieds cubes
$10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$	Milliard de pieds cubes par jour
10^{12} pi^3	Billion de pieds cubes
GJ	Gigajoules (10^9 joules)
10^6 BTU	Million unité thermique britannique
GWh	Gigawattheure

Facteurs de conversion approximatif			
Unité thermique britannique (BTU)	Pied cube (pi^3)	Gigajoules (10^9 joules)	1 000 mètre cube (10^3 pi^3)
1 million (1 million BTU)	1 000 (1 pi^3)	1 055	0,028
0,948 million	0,948	1	0,027
35,3 million	35 315	37,3	1

Vos commentaires sont importants

La DGN donne au ministre de RNCan des conseils sur les questions liées au gaz naturel. À ce titre, elle publie le présent document pour lancer le dialogue avec l'industrie et obtenir ses commentaires sur son interprétation des questions liées au gaz naturel. Elle veut faire connaître la situation actuelle du marché nord-américain du gaz naturel à l'aide d'un document qui se lit rapidement et facilement.

Soucieuse d'améliorer constamment la qualité des ses rapports, la Division du gaz naturel vous invite à formuler vos commentaires et vos suggestions au sujet de celui de cette année - Gaz naturel canadien : Revue de 2004 et perspectives jusqu'en 2020.

Nous vous invitons à remplir le formulaire ci-dessous, à l'imprimer et à le faire parvenir par télécopieur à la Division du gaz naturel, à (613) 995-1913. Vous pouvez également nous soumettre vos observations par courrier électronique, en les adressant à Paul Cheliak (pcheliak@nrcan.gc.ca) ou Kevin Fenech (kfenech@nrcan.gc.ca)

Observations

Organisation (facultatif)

Date

Bibliographie et sources

1. Energy Information Administration (EIA), *Natural Gas Monthly*
2. EIA, *Annual Energy Review 2004*, août 2005
3. EIA, *Annual Energy Outlook 2005*, janvier 2005
4. EIA, *Natural Gas Annual 2003*, décembre 2004
5. EIA, *Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2003, Annual Report*, novembre 2004
6. EIA, *Electric Power Monthly*
7. EIA, *Monthly Energy Review*
8. Statistique Canada et Ressources naturelles Canada (RNCAN), *Guide statistique sur l'énergie*
9. Statistique Canada, *Ventes de gaz naturel (Données provisoires)*
10. Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), *Statistical Handbook 2004*
11. United States Geological Survey (USGS), *US Onshore and State Offshore Natural Gas Resource Estimates*, site web : www.usgs.gov
12. Département américain de l'intérieur, Service de gestion des minéraux, *US Federal Offshore Natural Gas Resource Estimates*, site web : www.mms.gov
13. EIA et Canadian Enerdata (auparavant l'American Gas Association (AGA) et l'Association canadienne du gaz (ACG)), *Weekly Storage Reports, Gas Daily*, enquêtes sur les stocks américains et canadiens
14. National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA), *Climate Prediction Centre: Historical Degree Days*, site web : www.cpc.ncep.noaa.gov
15. GLJ Energy Publications Inc. (auparavant Brent Friedenberg Associates), *Canadian Natural Gas Focus*
16. Baker Hughes, *Baker Hughes Rig Counts*, site web : www.bakerhughes.com
17. Statistique Canada, *Transport et distribution du gaz naturel, 55-002*
18. Statistique Canada, *Approvisionnement et disposition du pétrole brut et gaz naturel, 26-006*
19. Banque du Canada, *Taux de change*, site web : www.banqueducanada.ca/fr/taux/echange.html
20. Office national de l'énergie (ONÉ), *Statistiques sur les exportations*, document non publié
21. Nickle, *Daily Oil Bulletin*, site web : www.dailyoilbulletin.com
22. Texas Railroad Commission (RRC), *Texas Petrofacts*, site web : www.rrc.state.tx.us
23. Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE), *Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable*, site web : <http://www.cnsopb.ns.ca/french/index.html>
24. ONÉ, *L'avenir énergétique du Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, juillet 2003
25. ONÉ, *Ressources en gaz naturel classique du Canada*, avril 2004
26. ONÉ, *Production à court terme de gaz naturel au Canada*, novembre 2004
27. Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), *Alberta's Reserves 2003 and Supply Demand Outlook 2004-2013*, juin 2004
28. AEUB et ONÉ, *Alberta's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas*, mars 2005
29. Institut canadien de recherche énergétique, *Potential Supply and Costs of Natural Gas in Canada*, juin 2003
30. BC Oil and Gas Commission, *données de la production de gaz naturel de Ladyfern*, site web : www.ogc.gov.bc.ca/default.asp
31. Divers consultants engagés par le Ministère