



Ressources naturelles  
Canada

Natural Resources  
Canada

# Gaz naturel canadien

Revue du marché et perspectives - 2001

---

Juin 2002

**Division du gaz naturel**

Direction des ressources énergétiques  
Secteur de l'énergie

Canada<sup>131</sup>



## Avant-propos

*Gaz naturel canadien : Revue du marché et perspectives* est un document de travail annuel préparé par la Division du gaz naturel de Ressources naturelles Canada. Le document contient des résumés des tendances nord-américaines dans l'industrie du gaz naturel de même qu'un examen des exportations canadiennes de gaz.

À titre de conseillers sur le gaz naturel auprès du ministre de Ressources naturelles Canada, nous publions le présent rapport afin d'amorcer le dialogue avec les représentants de l'industrie et d'obtenir des commentaires au sujet de nos interprétations des questions concernant le gaz naturel. Le rapport sert aussi d'intrant à d'autres rapports de RNCAN tels que *Perspectives énergétiques du Canada*.

L'objectif du rapport est de mieux comprendre le marché nord-américain du gaz naturel, dans un format qui peut être lu rapidement.

### Structure du rapport

Le corps du rapport est composé de graphiques accompagnés de brefs commentaires. Il s'agit d'une analyse structurée portée sur les éléments fondamentaux du marché (l'offre, la demande, etc.) de la dernière année (2001), à court terme (le reste de 2002) et à long terme (jusqu'en 2010). Nous avons d'abord procédé à cette analyse et ensuite rédigé le sommaire, qui la reprend dans un texte cohérent. Ce sommaire, qui ne renferme aucun graphique, est présenté dans les premières pages du rapport.

### Sources

Plusieurs sources ont été utilisées pour préparer le présent rapport, y compris des experts-conseils du secteur privé, des associations de l'industrie et des organismes gouvernementaux fédéraux au Canada et aux États-Unis (É.-U.). Nos principales sources de données statistiques proviennent de l'Office national de l'énergie (ONÉ), de la US Energy Information Administration (EIA) et de Statistique Canada. Certaines des données pour 2001 sont préliminaires et posent certains problèmes, notamment l'important chiffre établissant l'équilibre entre les approvisionnements et la consommation (gaz non comptabilisé) qui se rapporte aux États-Unis. En raison des problèmes de données, l'offre était de presque 450 milliards de pieds cubes supérieure à la demande aux États-Unis en 2001, même en tenant compte des mouvements de stockage.

### Site Web de la Division du gaz naturel

Ce rapport est accessible sur notre site Web : [www.nrcan.gc.ca/es/erb/ngd/](http://www.nrcan.gc.ca/es/erb/ngd/). Les autres rapports de la Division du gaz naturel, y compris les versions précédentes de la revue et des perspectives, se trouvent également sur ce site.

On peut obtenir des copies noir et blanc du présent rapport. La version Internet est en couleur. Les clients qui disposent d'une imprimante couleur peuvent donc produire une version couleur à partir de la version Internet.

### Pour obtenir une copie papier

Pour obtenir un exemplaire du présent rapport, veuillez communiquer avec nous par téléphone, au (613) 992-9612, ou par télécopieur, au (613) 995-1913, ou encore envoyez-nous un courriel à [dboisjol@nrcan.gc.ca](mailto:dboisjol@nrcan.gc.ca).

### Questions et commentaires

Tous les commentaires à propos de ce rapport sont les bienvenus et peuvent être adressés à John Foran, au (613) 992-0287.

[\*Report also available in English\*](#)

### Division du gaz naturel

Personnes-ressources :

Directeur  
Jim Booth  
(613) 992-9780  
[jbooth@nrcan.gc.ca](mailto:jbooth@nrcan.gc.ca)

Secrétaire  
Diane Boisjoli  
(613) 992-9612  
[dboisjol@nrcan.gc.ca](mailto:dboisjol@nrcan.gc.ca)

Bruce Akins  
(613) 943-2214  
[bakins@nrcan.gc.ca](mailto:bakins@nrcan.gc.ca)

Lynn Allinson  
(613) 996-1690  
[lyallins@nrcan.gc.ca](mailto:lyallins@nrcan.gc.ca)

Lisane Bazinet  
(613) 995-5849  
[lbazinet@nrcan.gc.ca](mailto:lbazinet@nrcan.gc.ca)

Margaret deHaan  
(613) 947-6774  
[madehaan@nrcan.gc.ca](mailto:madehaan@nrcan.gc.ca)

Kevin Fenech  
(613) 992-8377  
[kfenech@nrcan.gc.ca](mailto:kfenech@nrcan.gc.ca)

John Foran  
(613) 992-0287  
[jforan@nrcan.gc.ca](mailto:jforan@nrcan.gc.ca)

Richard James  
(613) 995-8921  
[rjames@nrcan.gc.ca](mailto:rjames@nrcan.gc.ca)

Pat Martin  
(613) 995-0422  
[pmartin@nrcan.gc.ca](mailto:pmartin@nrcan.gc.ca)

Télécopieur :  
(613) 995-1913

17<sup>e</sup> étage  
580, rue Booth  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0E4



# **Gaz naturel canadien**

## Revue du marché et perspectives - 2001

### TABLE DES MATIÈRES

Sommaire.....	iii
<b>Revue de 2001</b>	
Demande de gaz naturel .....	1
Production de gaz naturel.....	9
Réserves de gaz naturel.....	15
Stockage de gaz naturel.....	19
Prix du gaz naturel.....	23
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur .....	27
<b>Perspectives à court terme</b>	
Demande de gaz naturel .....	35
Offre de gaz naturel.....	38
<b>Perspectives jusqu'en 2010</b>	
Demande de gaz naturel .....	41
Offre de gaz naturel.....	45
Prix du gaz naturel.....	49
Ventes canadiennes à l'exportation et sur le marché intérieur .....	51
<b>Annexes</b>	
1. Demande du secteur industriel .....	57
2. Demande du secteur de la production d'électricité .....	60
3. Demande canadienne de gaz naturel.....	63
4. Exportations canadiennes de gaz naturel.....	65
<b>Bibliographie/sources/acronymes.....</b>	<b>67</b>



# Sommaire





# Sommaire

---

## Revue de 2001

L'an 2000 a assisté à une croissance de la demande de 5 %, à une diminution des stocks et à une augmentation régulière des prix, lesquels ont atteint 10 \$US à Henry Hub. En 2001, la situation s'est complètement renversée : recul de 5 % de la demande, stocks abondants et baisse soutenue des prix.

*D'un extrême à l'autre.*

Ce bouleversement des marchés gaziers nord-américains en 2001 est principalement attribuable à la chute de la demande de gaz, laquelle a subi une baisse de 5 %, soit 1,3 billion de pi<sup>3</sup>, baisse la plus importante que l'Amérique du Nord ait connue depuis 1982. C'est surtout la demande du secteur industriel qui a reculé, en particulier pour la production de chaleur industrielle ou de charge d'alimentation pétrochimique. La demande de ce type de gaz servant à la transformation industrielle a diminué de 20 %.

*Effondrement de la demande industrielle.*

Le recul prononcé de la demande dans le secteur industriel a été attribuable à deux facteurs intimement liés : des prix du gaz extrêmement élevés en 2001, et une récession économique qui a débuté en octobre 2000 et qui semble ne s'être terminée qu'en janvier 2002. Par ailleurs, les hausses considérables du prix de l'énergie ont elle aussi contribué à la récession.

*Récession qui a duré 15 mois.*

En 2001, le prix moyen du gaz s'est établi à 4,27 \$US/million de BTU au marché à terme NYMEX et à 5,91 \$CAN/GJ au marché au comptant mensuel de l'Alberta. Ces cinq dernières années, la moyenne des prix s'est établie à 2,69 \$US (NYMEX) et à 2,51 \$CAN (Alberta). Aux prix de 2001, n'ayant pu être rentables, nombre d'usines ont suspendu leurs activités, certaines définitivement.

Selon l'indice de la production industrielle des États-Unis, la dernière récession a été la pire depuis 1982.

Les plus fortes baisses de la demande de gaz se sont concentrées dans le Midwest américain (-199 milliards de pi<sup>3</sup>), dans les États du Sud-Atlantique (-101 milliards de pi<sup>3</sup>) et dans ceux du Nord-Est (- 112 milliards de pi<sup>3</sup>).

L'hiver 2001-2002 a commencé tout à fait différemment du précédent. Novembre et décembre 2000 ont été les mois les plus froids de toute l'histoire des États-Unis, tandis que novembre et décembre 2001 ont été parmi les plus doux. Au Canada, la situation a été semblable et la demande du marché captif a ainsi reculé de 4 %, soit 224 milliards de pi<sup>3</sup> en 2001.

*Demande du marché captif en baisse en raison du climat doux.*

## Sommaire

Le seul secteur où la demande de gaz a augmenté en Amérique du Nord en 2001 a été celui de la production d'électricité, où la consommation de gaz a crû de 5 %, soit 323 milliards de pi<sup>3</sup>.

La plupart des régions de l'Amérique du Nord ont affiché une demande de gaz affaiblie. La seule exception a été l'Ouest américain, qui était en proie à une crise énergétique en 2001, attribuable notamment à de faibles niveaux de précipitation et à une production d'énergie hydroélectrique réduite, ce qui a occasionné une augmentation de la consommation du gaz pour la production d'électricité. L'Ouest se démarque aussi du reste de l'Amérique du Nord sur le plan du chauffage pendant les mois d'hiver. En effet, l'année 2001 a été froide dans l'Ouest et la demande du marché captif a augmenté, contrairement à toutes les tendances observées ailleurs.

*L'Ouest déconnecté : climat froid, demande accrue.*

Sur le plan de l'approvisionnement, les stocks de gaz nord-américains ont crû de 1,8 %. La production américaine a augmenté de 1,9 %, ou 365 milliards de pi<sup>3</sup>, tandis que la production canadienne augmentait de 1,7 %, ou 104 milliards de pi<sup>3</sup>. Cette hausse de la production a été quelque peu décevante par ailleurs, étant donné que les activités de forage avaient crû de 33 % aux États-Unis (compte des installations de forage orientées gaz) et de 25 % au Canada (totalité des forages gaziers).

*Croissance de la production au ralenti pour un tel niveau de forage.*

Deux facteurs pourraient expliquer la dichotomie entre la forte intensité du forage gazier et la faiblesse relative de l'augmentation de la production gazière. Le premier est que le grand nombre de puits forés ont produit une quantité considérable de gaz, mais que la production est lente, peut-être en raison des retards accusés dans le raccordement des puits aux gazoducs. C'est le scénario le plus optimiste du point de vue de l'approvisionnement gazier : la production de gaz a bel et bien augmenté, mais le gaz n'est pas encore disponible.

L'autre scénario est plus pessimiste pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz et attribuerait la faible croissance de la production gazière à des forages infructueux. Dans ce cas, il faudrait conclure à la nécessité d'entreprendre des forages intenses simplement pour compenser l'appauvrissement des puits existants; il faudra par conséquent effectuer d'autres forages pour augmenter sensiblement la production.

L'examen des changements dans les réserves prouvées jette un peu de lumière sur la question. Si une activité intense de forage donne lieu à la découverte d'autres sources de gaz, cela devrait se traduire par un accroissement des réserves. Les changements dans les réserves de 2001 ne seront connus qu'à la fin de 2002. Cependant, les changements dans les réserves observés au cours de 2000 ont été positifs. En 2000, les réserves nord-américaines ont augmenté de près de 4 %, soit 8,7 billions

*Importants ajouts aux réserves de gaz en 2000.*

de pi<sup>3</sup>. Les réserves prouvées américaines ont crû de 6 %, pendant que les réserves canadiennes ont diminué de 2 %. L'augmentation des réserves sert donc l'argument selon lequel la production de gaz s'est effectivement accrue, mais le gaz n'est tout simplement pas encore disponible.

L'activité de forage en 2001 ayant été considérablement plus intense qu'en 2000, les données de 2001 devraient indiquer une nouvelle augmentation des réserves prouvées.

La croissance de l'offre en gaz a été tirée par les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) et le forage au large de la côte atlantique du Canada. Les importations américaines de GNL ont connu une légère hausse pour s'élever à 238 milliards de pi<sup>3</sup>, et la production du Projet énergétique extra-côtier de l'île de Sable a atteint 180 milliards de pi<sup>3</sup> en cours d'année.

*Importations de GNL accrues.*

Les stocks de gaz naturel constituent dans un certain sens la mémoire du marché gazier. En 2001, la dynamique du stockage était presque complètement opposée à celle de 2000. Les injections ont atteint des niveaux records durant la saison d'injection de 2001, par suite d'augmentations de la production et de diminutions plus importantes encore de la demande. Au mois de juin 2001, le volume de gaz stocké avait dépassé les niveaux de l'année précédente et, en novembre 2001, il avait atteint de nouveaux sommets. L'hiver relativement doux de 2001-2002 a occasionné le maintien de volumes élevés de stockage au cours du printemps 2002.

*Capacité de stockage atteinte.*

Au cours de l'hiver 2000-2001, on a vu les prix s'élever à 10 \$US/ million de BTU sur le marché NYMEX et à 13 \$CAN/GJ sur le marché de l'Alberta, mais l'hiver 2001-2002 a vu des prix beaucoup plus modérés. Le cours NYMEX variait entre 2,01 \$ et 3,20 \$, tandis que les cours canadiens variaient entre 2,79 \$ et 3,94 \$. La baisse des prix a été notamment induite par les températures clémentes des mois de novembre et de décembre 2001, une demande affaiblie du marché captif, de faibles prix du pétrole, une faible demande de gaz du secteur industriel et de gros volumes de stockage.

*Prix à la baisse.*

Les marchés gaziers de l'Amérique du Nord, qui avaient été relativement bien intégrés pendant des années, se sont aussi divisés pendant plusieurs mois vers la fin de 2000 et le début de 2001, provoquant ainsi d'énormes écarts de prix entre les régions.

Des prix très élevés en Californie, dans les États du Nord-Ouest de la côte pacifique et en Colombie-Britannique ont été attribuables à une faible pluviosité dans la région, laquelle a sensiblement réduit l'énergie hydroélectrique disponible. Le manque d'électricité a dû être compensé

# Sommaire

*L'Ouest devient déconnecté des autres marchés – accès aux disponibilités de gaz insuffisant.*

par le gaz, dont la demande s'est du coup accrue. Toutefois, cette nouvelle demande de gaz n'a pu être comblée, étant donné que la capacité des gazoducs d'alimenter la région était déjà atteinte. Ces facteurs ont eu pour effet d'élever les prix du gaz en Californie et en Colombie-Britannique à 14 \$US/million de BTU au début de 2001.

*Gaz retenu dans les Rocheuses.*

La situation dans les Rocheuses américaines a été complètement différente. Le gaz est resté coincé dans les Rocheuses, car la capacité de production gazière a dépassé la capacité des gazoducs de sortie. Ainsi les prix du gaz provenant d'Opal, au Wyoming, se sont maintenus pendant plusieurs mois en 2001 à plus de 1 \$US/million de BTU de moins que les prix NYMEX et à plus de 6 \$US/million de BTU de moins que les prix de la Californie.

*Nouveaux records pour les recettes et les exportations canadiennes de gaz.*

Les producteurs et exportateurs canadiens de gaz naturel ont enregistré des volumes et des revenus record. Malgré un affaiblissement des prix en 2001, ceux-ci se sont maintenus à des moyennes jusque-là inégalées. Les exportations brutes ont crû de 4 % pour atteindre la barre de 3 728 milliards de pi<sup>3</sup>. Les exportations nettes ont glissé très légèrement pour s'établir à 3 500 milliards de pi<sup>3</sup>. En raison des prix records, les revenus à la sortie de l'usine provenant des exportations ont augmenté de 21 % pour passer à 22,8 milliards de dollars canadiens. Pendant que diminuait le volume des ventes intérieures, les revenus affichaient une hausse de 10 % en raison de l'augmentation des prix et atteignaient 14,8 milliards de dollars canadiens. Les revenus totaux à la sortie de l'usine, y compris les exportations et les ventes intérieures, ont également affiché un nouveau record, soit 37,6 milliards de dollars canadiens.

*Les importations deviennent significatives en 2001.*

Les importations canadiennes de gaz naturel ont presque triplé en 2001 pour atteindre 228 milliards de pi<sup>3</sup>, essentiellement à cause de la réimportation du gaz au Canada via le gazoduc Vector. Étant donné l'importance croissante des importations, il convient maintenant de mesurer les exportations nettes. En dépit de la croissance des exportations brutes en 2001, les exportations nettes ont reculé légèrement pour passer à 3 500 milliards de pi<sup>3</sup>.

## Perspectives à court terme

*L'ampleur des stocks pèsera lourd sur le marché.*

Peut-être le principal facteur qui influera à court terme (jusqu'à la moitié de 2003) sur le marché gazier nord-américain sera-t-il l'ampleur des stocks de gaz. Au mois d'avril 2002, la quantité stockée est de loin supérieure aux normales saisonnières. Aussi la quantité de gaz qu'il faudra injecter cet été pour atteindre le niveau normal de remplissage est-elle intérieure à celle des années passées. Autrement dit, la demande de gaz pour stockage sera bas cet été, c'est certain. La plupart des autres variables d'importance seront fonction des conditions météorologiques, et elles sont incertaines.

## Sommaire

En règle générale, la demande de gaz aux fins de la production d'électricité a crû au rythme de 6 à 10 % par an, avec la construction d'un nombre croissant d'usines alimentées au gaz. C'est là un élément structurel des marchés gaziers, qui n'a rien à voir avec le climat et qui pourrait augmenter de plusieurs centaines de milliards de pieds cubes la demande nord-américaine de gaz en 2002. Cependant, les prix plus élevés du gaz en 2001 et les préoccupations des milieux financiers face à Enron freineront cette croissance structurelle en 2002, les compagnies d'électricité ayant reporté la construction de nombreuses centrales alimentées au gaz.

*La demande accrue du secteur de la production d'électricité pourrait diminuer en 2002.*

Les conditions météorologiques peuvent également influencer sur la demande de gaz aux fins de la production d'électricité. Si le niveau des réservoirs hydroélectriques de l'Ouest était très bas en 2001 en raison des faibles précipitations et accumulations de neige, le retour à des niveaux d'emplissage normaux susciterait une hausse de la production d'énergie hydroélectrique et une réduction de la demande de gaz pour la production d'électricité. Il pourrait s'ensuivre une diminution de la demande de gaz de plusieurs centaines de milliards de pieds cubes.

*Les précipitations et les températures demeurent imprévisibles.*

Les températures pourraient par ailleurs projeter vers le haut de plusieurs centaines de milliards de pieds cubes la demande de gaz des marchés captifs. Les risques que cela n'arrive sont assez élevés étant donné que 2001 a connu des températures plutôt douces au cours des mois de chauffage d'hiver. Néanmoins, des températures clémentes en novembre et décembre 2002, conjuguées à de grosses quantités stockées, pourraient déprimer les prix du gaz.

Enfin, la demande de gaz pour la transformation industrielle a diminué de 1,3 billion de pi<sup>3</sup> en 2001. Si elle reprenait soudainement, les prix augmenteraient certainement, mais un retour soudain de cette demande est improbable.

La demande de gaz pour la transformation industrielle est étroitement liée à la production industrielle américaine ainsi qu'aux conditions météorologiques. La Réserve fédérale américaine analyse la production industrielle américaine et publie des données mensuelles, avec un mois de retard. L'indice de production industrielle américaine s'est mis à fluctuer à la baisse en juillet 2000 et n'a pas cessé sa descente jusqu'à la fin de décembre 2001. Pour le premier trimestre de 2002, la production industrielle a crû au taux annuel de 2,5 %.

*La demande industrielle de gaz reprend lentement.*

Malgré tout, et l'indice de production industrielle et la demande de gaz naturel pour transformation industrielle se maintiennent bien en-deçà de leurs niveaux respectifs de 2000.

## Sommaire

La production d'électricité tout comme la consommation de gaz du secteur industriel risquent de subir les conséquences d'un passage à d'autres formes d'énergie. Les prix mondiaux du pétrole brut interviendront probablement dans la demande et les prix du gaz naturel à court terme.

Du côté de l'approvisionnement, l'affaiblissement des prix du gaz américain depuis le deuxième semestre de 2001 a eu pour effet de réduire radicalement l'activité de forage gazier aux États-Unis. Au début de 2002, cette activité est déjà bien en-deçà des niveaux de l'année dernière, ce qui influera négativement sur la production et l'offre de gaz. Aussi les prix du gaz sont-ils susceptibles d'augmenter.

En mars 2002, les prix du gaz ont augmenté brusquement, en raison des perspectives de l'offre établies à la lumière des faibles activités de forage ainsi que des prix actuels élevés du pétrole, imputables aux conflits au Moyen-Orient. La récente hausse des prix du gaz pourrait stimuler les activités de forage.

Au nombre des facteurs liés à l'offre susceptibles de déprimer les prix, mentionnons l'augmentation de l'approvisionnement à court terme provenant du Wyoming, du Colorado et de l'Utah où divers projets ont été proposés en vue d'accroître la capacité de sortie des gazoducs des Rocheuses américaines. Trois de ces projets en cours de construction devraient ajouter collectivement une capacité de 570 millions de pieds cubes par jour et entrer en service d'ici l'été 2002. L'accroissement des importations de GNL pourrait à son tour influencer sur l'offre. Les quatre terminaux récepteurs pour le GNL américain seront en service en 2002.

En résumé et à court terme, les conditions météorologiques pourraient facilement l'emporter sur tous les autres facteurs et provoquer la hausse comme la baisse de la demande et des prix du gaz. Cependant, si les conditions restent normales, la demande de gaz devrait croître considérablement, étant donné que les températures étaient clémentes en 2001 et que la demande de gaz du secteur industriel est en train de se ressaisir.

### Perspectives jusqu'en 2010

Nous avons fondé nos perspectives à long terme des éléments fondamentaux de la demande de gaz sur des prévisions établies par différents organismes. Nous nous sommes ensuite servis de moyennes pour en arriver à ce que l'on pourrait appeler un scénario général. Par exemple, nous supposons que la demande de gaz pour 2010 sera égale à la moyenne de certaines prévisions de la demande pour 2010.

On s'attend à ce que la demande américaine de gaz en 2010 atteigne 28 billions de pi<sup>3</sup> et que la demande canadienne atteigne 3,8 billions de pi<sup>3</sup>,

*Des disponibilités additionnelles devraient venir des Rocheuses américaines.*

*Perspectives à long terme – aperçu général.*



soit un total de 31,8 billions de pi<sup>3</sup> pour le marché nord-américain. Ce qui représenterait une augmentation de 7,8 billions de pi<sup>3</sup> par rapport à la demande de 2001. La majeure partie de cette hausse de la demande sera probablement attribuable à la production d'électricité (des services publics et privés de production d'électricité).

On répondra à cette demande par une production américaine de gaz de 22,9 billions de pi<sup>3</sup>, une production canadienne de 8,1 billions de pi<sup>3</sup> et des importations américaines de GNL de 1,2 billion de pi<sup>3</sup>. À comparer avec les prévisions de l'an dernier, qui établissaient les importations de GNL d'ici 2010 à 0,6 billion de pi<sup>3</sup>, on estime maintenant que le GNL jouera un rôle beaucoup plus important dans l'approvisionnement futur en gaz en l'Amérique du Nord.

*Sources  
d'approvisionnement  
futures.*

L'approvisionnement supplémentaire pour 2010 proviendra des États-Unis, qui contribueront 3,6 billions de pi<sup>3</sup>, du Canada, avec 1,9 billion de pi<sup>3</sup> et du GNL, qui représentera 1,0 billion de pi<sup>3</sup>.

La production de la plate-forme Scotian est incluse dans les prévisions de la production canadienne. La moyenne de trois prévisions montre que la production de la plate-forme Scotian atteindra 0,63 billion de pi<sup>3</sup> en 2010.

Nombre de prévisionnistes avaient omis le gaz du Nord dans l'approvisionnement américain en 2010. Ils réévaluent constamment cette question.

On s'attend à ce que les prix du gaz américain diminuent au cours de l'année prochaine (2002) à 2,74 \$US/ million de BTU, pour ensuite remonter à 3,50 \$ en 2005. Les prix de l'Alberta tomberont à 3,57 \$CAN/GJ l'an prochain, et se relèveront ensuite aux environs de 4,40 \$ en 2004. Les prévisions concernant les prix ont été revues à la hausse depuis le dernier rapport.

*Les prévisions  
concernant les prix ont  
été revues à la hausse  
par rapport à l'an  
passé.*

Plusieurs projets d'expansion de gazoducs d'exportation canadiens ont été proposés, et nos prévisions en tiennent compte. Nous prendrons en considération la capacité des gazoducs dans nos prévisions seulement lorsque le processus réglementaire sera bien avancé. La capacité d'exportation existante a été utilisée à 84 % en 2001, pour des exportations brutes de 3,7 billions de pi<sup>3</sup>. Nous supposons donc que les exportations atteindront 4,4 billions de pi<sup>3</sup> en 2010, ce qui équivaut à un facteur de charge de 93 %.

Nous reconnaissons qu'entre 2003 et 2010, il pourrait y avoir des projets de gazoducs qui élèveront la capacité bien au-delà de nos prévisions.

Le plus gros projet verrait la construction d'un gazoduc du Nord qui transporterait le gaz produit en Alaska et/ou dans le delta du Mackenzie.

*De nombreuses prévisions  
n'incluent aucune  
disponibilité de gaz en  
provenance du Nord pour  
la période allant jusqu'en  
2010.*

## Sommaire

Aucune échéance n'a encore été confirmée pour la construction du gazoduc. En raison de la nature préliminaire des projets du Nord, nous n'avons pas tenu compte du pipeline du Nord dans nos perspectives. Selon l'évolution du ou des projets (c.-à-d. les demandes de construction présentées aux autorités de réglementation), nous prévoyons inclure la capacité des pipelines du Nord dans les futures versions de ce rapport.

*Les exportations canadiennes vers les Etats-Unis atteindront 4,4 billions de pi<sup>3</sup> en 2010.*

Au vu des facteurs susmentionnés, nos prévisions d'exportation et de production canadiennes correspondent plutôt à des prévisions minimales. Les exportations canadiennes vers les Etats-Unis, ainsi que la production canadienne réelle les dépasseront sans doute. Nous reconnaissons que les versions antérieures de ce rapport, soit depuis 1989, ont constamment sous-estimé la production et le volume des exportations canadiennes en raison de notre méthode de calcul de la capacité des gazoducs.

Nous avons comparé nos prévisions limitées aux gazoducs avec d'autres prévisions de l'industrie. D'après la moyenne des prévisions de l'industrie, les exportations canadiennes brutes atteindront 4,5 billions de pi<sup>3</sup> en 2010, en comparaison avec nos prévisions de 4,4 billions de pi<sup>3</sup>. De la même façon, en faisant une moyenne des prévisions de l'industrie, nous obtenons une production canadienne de 8,1 billions de pi<sup>3</sup> d'ici 2010, alors que nos prévisions sont de 7,9 billions de pi<sup>3</sup>.

*2001 a été une année record pour les recettes des producteurs.*

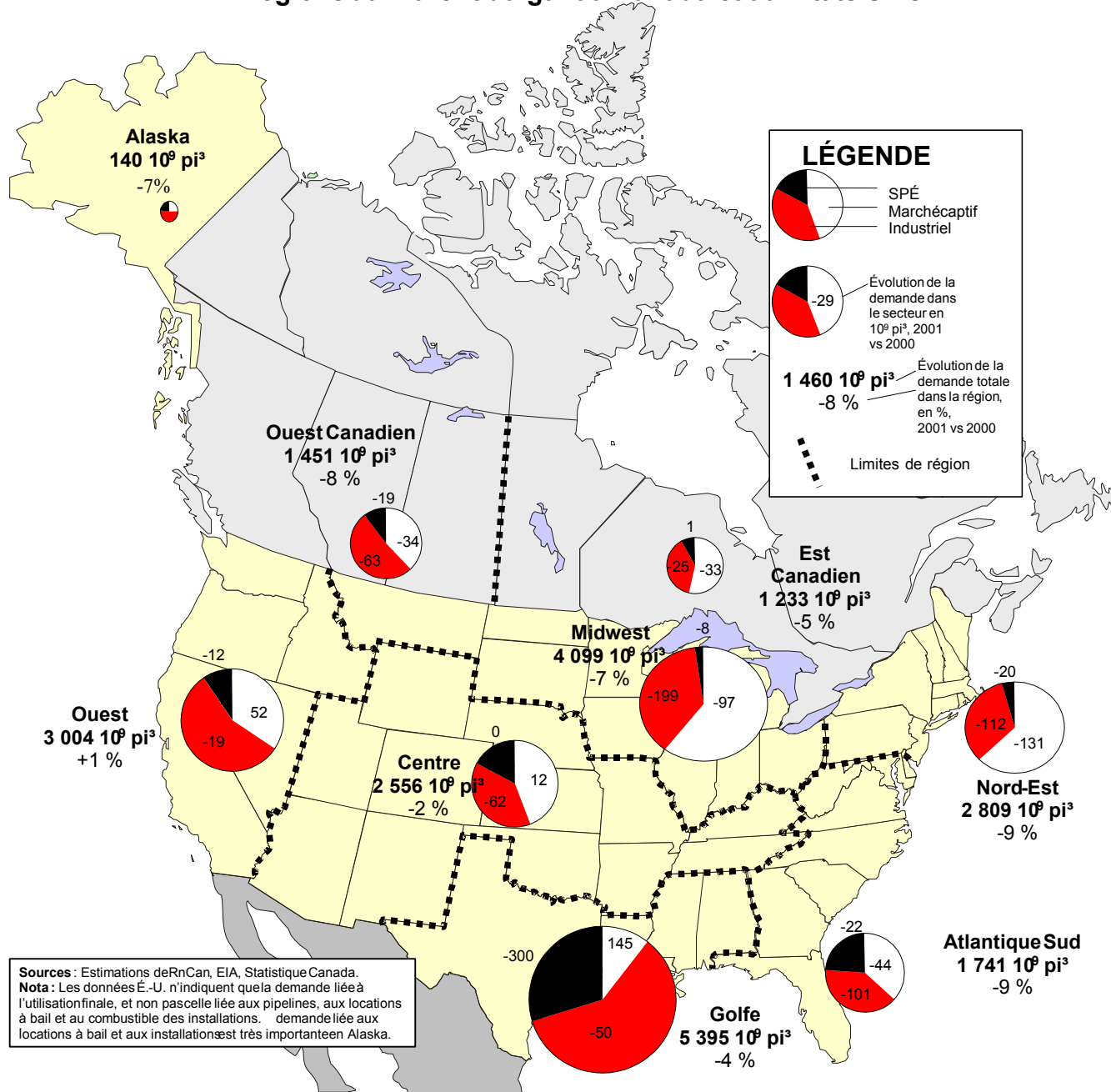
Donc, à la lumière de nos hypothèses quant à la production et au volume des exportations canadiennes ainsi que des prévisions de prix de l'industrie, les revenus nets des producteurs à la sortie de l'usine tirés de la vente de gaz naturel ne devraient pas grimper aux sommets de 2001 au cours de la période visée. Les revenus devraient atteindre 36,8 milliards de dollars canadiens d'ici 2010, ce qui est inférieur au niveau de 37,6 milliards de dollars canadiens enregistré en 2001.



# Revue de 2001

Demande de gaz naturel

**Figure 1**  
Régions du marché du gaz au Canada et aux États-Unis



La carte précise l'importance et l'emplacement de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord<sup>1</sup>. Elle précise également l'évolution de la demande par rapport à celle de l'année précédente, par région et par secteur.

En 2001, c'est dans l'Ouest des États-Unis que la demande a le plus progressé en Amérique du Nord. Les diminutions de la demande ont été importantes dans les régions du Golfe, du Midwest, de l'Atlantique Sud et du Nord-Est des États-Unis. La demande a aussi diminué de façon importante dans l'Ouest du Canada. La demande du marché captif et la demande

industrielle ont diminué de façon importante dans les régions du Midwest et du Nord-Est. C'est dans le secteur industriel que la demande a le plus diminué, soit de 543 milliards de pi<sup>3</sup>. La demande à des fins de production d'électricité a diminué de façon importante dans la région du Golfe des États-Unis.

Les croissances de la demande les plus fortes ont été des croissances de 52 et de 145 milliards de pi<sup>3</sup> dans les marchés captifs du Golfe et de l'Ouest des États-Unis.

1- Le Mexique fait bien entendu partie de l'Amérique du Nord, mais n'est pas couvert en détail dans le présent rapport.

**Tableau 1**  
**Demande de gaz nord-américaine**

	2001 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	2000 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Différence (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Changement (%)
Secteur résidentiel É.-U.	4 814	4 992	-178	-3,6%
Secteur commercial É.-U.	3 247	3 226	21	0,7%
Secteur industriel É.-U. total <sup>1</sup>	8 969	9 512	-543	-5,7%
[transformation industrielle] <sup>2</sup>	4 973	6 225	-1 252	-20,1%
[production d'électricité non SPE] <sup>3</sup>	3 996	3 287	709	21,6%
Services publics d'électricité É.-U. <sup>4</sup>	2 675	3 043	-368	-12,1%
Production totale d'électricité É.-U. <sup>5</sup>	6 670	6 330	340	5,4%
Opérations gazières É.-U.	1 766	1 774	-8	-0,5%
<b>Demande intérieure É.-U.</b>	<b>21 471</b>	<b>22 547</b>	<b>-1 076</b>	<b>-4,8%</b>
Exportations américaines de GNL	66	66	0	0,0%
Exportations américaines au Mexique	140	105	35	33,3%
<b>Disposition totale aux É.-U.</b>	<b>21 677</b>	<b>22 718</b>	<b>-1 041</b>	<b>-4,6%</b>
Secteur résidentiel canadien	585	621	-36	-5,8%
Secteur commercial canadien	407	438	-31	-7,0%
Secteur industriel canadien	996	1 083	-87	-8,1%
Production d'électricité canadienne	251	268	-17	-6,4%
Autres secteurs canadiens	445	462	-16	-3,6%
<b>Demande totale canadienne</b>	<b>2 684</b>	<b>2 872</b>	<b>-188</b>	<b>-6,5%</b>
<b>DEMANDE A.N. TOTALE</b>	<b>24 155</b>	<b>25 419</b>	<b>-1 264</b>	<b>-5,0%</b>
<b>DISPOSITION A.N. TOTALE</b>	<b>24 361</b>	<b>25 590</b>	<b>-1 229</b>	<b>-4,8%</b>

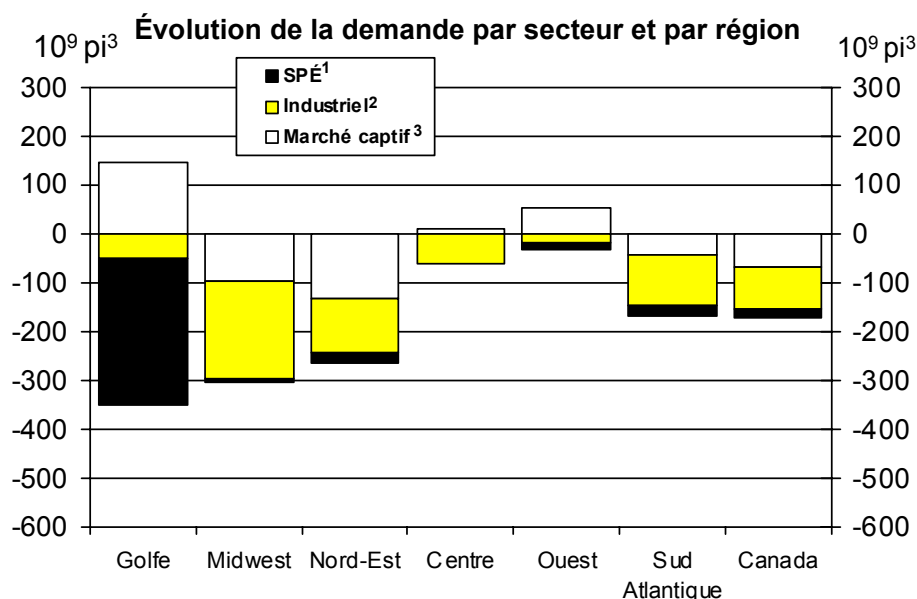
Sources : EIA, Natural Gas Monthly et Electric Power Monthly, mars 2002, Statistique Canada, estimations de RNCAN.

Nota : 1 - Demande industrielle selon Natural Gas Monthly, EIA. 2 - Demande industrielle moins demande de gaz par les producteurs d'électricité n'ayant pas le statut de service public. 3 - Demande de gaz par les producteurs n'ayant pas le statut de service public, tableau 68, Electric Power Monthly, mars 2001, EIA. La majeure partie (mais pas l'ensemble) de la production par les services n'ayant pas le statut de service public se fait dans le secteur industriel. 4 - Gaz consommé par les services publics d'électricité, selon Natural Gas Monthly.

5 - Production réunie (somme) des services publics d'électricité et des services n'ayant pas le statut de service public.

Voir les annexes.

**Figure 2**



Sources : EIA, RNCAN. Nota : Autoconsommation et combustible de pipeline ne sont pas indiqués. 1-Demande de gaz par les services publics d'électricité selon NGM. 2-Demande industrielle selon NGM (inclut demande de gaz des services autres que publics). 3-Captif = résidentiel et commercial selon NGM.

La demande de gaz a diminué de 5 % en Amérique du Nord en 2001.

La demande a diminué de façon assez appréciable dans les secteurs résidentiel et commercial – de 224 milliards de pi<sup>3</sup> en tout.

Aux États-Unis, la quantité de gaz utilisée par le secteur industriel pour la production de chaleur ou comme produit de départ ou charge chimique s'est complètement effondrée – ayant chuté de 1 252 milliards de pi<sup>3</sup> ou de 20 % en 2001, après avoir baissé de 2 % en 2000. La chute est attribuable à une hausse des prix du gaz, qui a rendu l'utilisation du gaz à des fins de fabrication industrielle non rentable, et au ralentissement de l'économie.

Dans l'ensemble, la demande à des fins de production d'électricité a augmenté d'environ 5 % aux États-Unis.

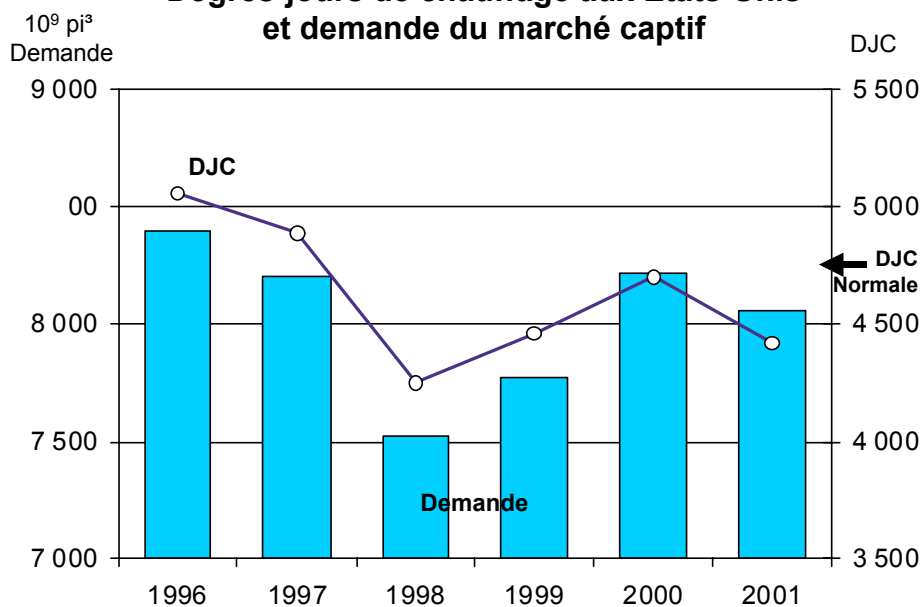
En 2001, la consommation de gaz a diminué de 5 % en Amérique du Nord.

La demande du marché captif a diminué dans la plupart des régions, comme on peut le voir à gauche. Elle a augmenté dans les régions de l'Ouest et de la côte du Golfe des États-Unis, en raison des mois d'hiver plus froids dans ces régions en 2001.

La demande industrielle a diminué dans toutes les régions. Les diminutions les plus fortes ont été enregistrées dans les régions du Midwest, du Nord-Est et de l'Atlantique Sud des États-Unis et au Canada.

Mis à part la baisse marquée dans la région de la côte du Golfe (diminution de 300 milliards de pi<sup>3</sup>), la demande des services publics d'électricité n'a pas beaucoup changé en 2001.

**Figure 3**  
**Degrés-jours de chauffage aux États-Unis**  
**et demande du marché captif**



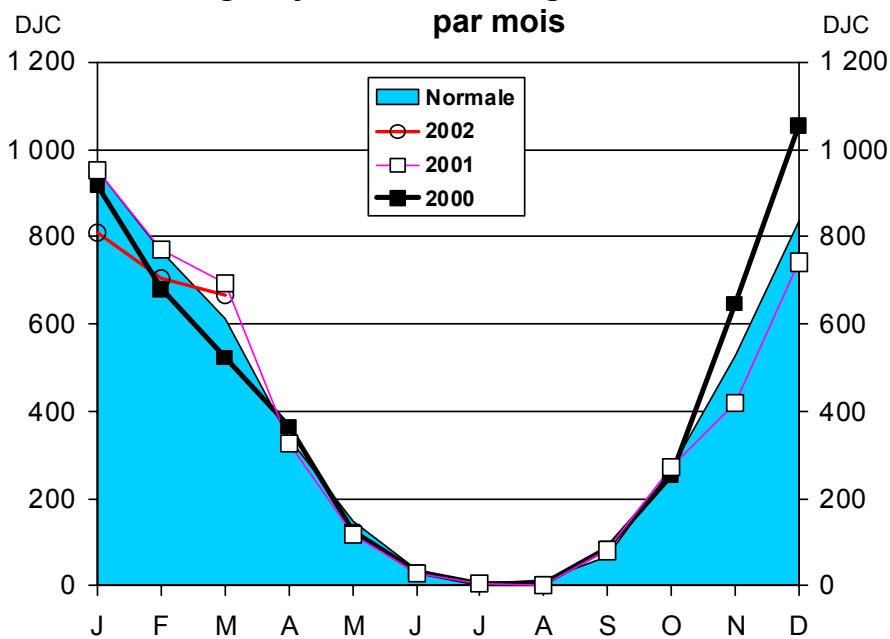
Sources : EIA, NOIAA

Il y a une corrélation presque parfaite entre la demande du marché captif et les degrés-jours de chauffage (DJC). Les degrés-jours de chauffage ayant monté en flèche l'an passé, la demande du marché captif a augmenté.

Pour l'ensemble de 2001, les DJC ont diminué, ce qui a provoqué une diminution marquée de la demande.

**Figure 4**

**Degrés-jours de chauffage aux États-Unis,**  
**par mois**



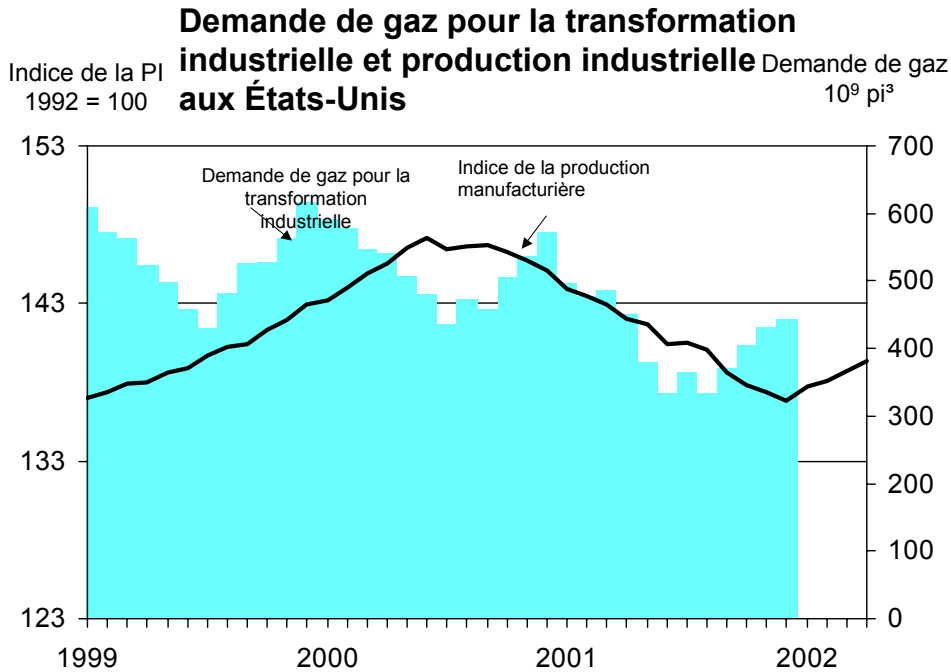
Sources : EIA, NOIAA

Les deux derniers mois de 2000 ont été beaucoup plus froids que la normale.

Les DJC ont diminué de 6 % en 2001 comparativement à 2000, en raison principalement de la température plus chaude que la normale enregistrée en novembre et en décembre 2001.

Même si on ne peut pas le voir dans le graphique, les degrés-jours de chauffage au Canada ont suivi le même profil qu'aux États-Unis en 2001. Le Canada a enregistré 394 moins de DJC ou 9 % de moins de DJC en 2001.

**Figure 5**



Sources : Département du commerce des États-Unis, Statistical Release G-17, EIA

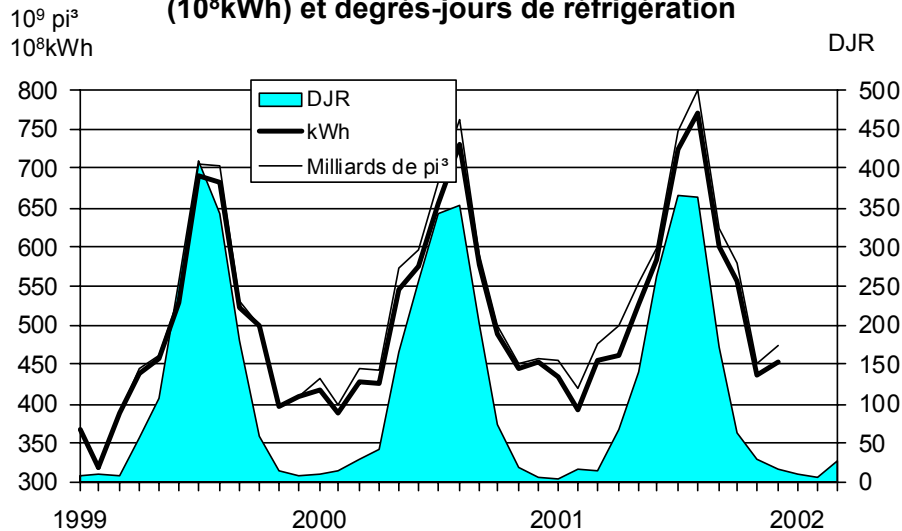
Nous définissons la demande à des fins de « transformation industrielle » aux États-Unis comme la demande de gaz utilisé pour produire la chaleur destinée à la transformation, pour chauffer les locaux et pour servir de produit de départ ou de charge chimique. Elle ne comprend pas le gaz utilisé à des fins de production d'électricité dans le secteur industriel. Voir les annexes 1 et 2 pour plus de détails.

La demande de gaz à des fins de transformation industrielle est liée à la fabrication et à la température. La Réserve fédérale américaine mesure les variations de la production manufacturière à l'aide d'un indice, qui a continuellement diminué entre juillet 2000 et décembre 2001. Pour l'ensemble du premier trimestre de 2002, l'indice a augmenté à un taux annuel de 2,5 %.

Toutefois, l'indice et la demande de gaz à des fins de transformation industrielle demeurent l'un et l'autre très inférieurs aux niveaux de 2000.

**Figure 6**

**Demande de gaz à des fins de production d'électricité ( $10^9 \text{ pi}^3$ ), production d'électricité des installations alimentées au gaz ( $10^8 \text{ kWh}$ ) et degrés-jours de réfrigération**



Sources : EIA (NGM, EPM). Nota : 1- Correspond à la demande des SPÉ (NGM, tableau 3) plus demande des services autres que publics (EPM, tableau 68).

La demande américaine de gaz à des fins de production d'électricité (y compris l'électricité produite par le secteur industriel) est reproduite dans la figure, ainsi que les quantités d'électricité produites par les installations alimentées au gaz et les degrés-jours de réfrigération (DJR) aux États-Unis.

En moyenne, il faut 10 milliards de  $\text{pi}^3$  de gaz pour produire 1 milliard de kWh d'électricité.

Même si la chaleur estivale, mesurée par les DJR, détermine la demande d'électricité, l'utilisation du gaz augmente même quand les DJR n'augmentent pas.

Voir l'annexe 2 pour plus de détails sur le secteur américain de la production d'électricité.

Il a fallu produire plus d'électricité à partir de sources thermiques (gaz, pétrole, charbon, nucléaire) en 2000, à cause des niveaux très bas des réservoirs d'eau. Le gaz et le charbon ont été privilégiés parce que les prix du pétrole étaient élevés.

En 2001, la production hydroélectrique a encore baissé, ce qui signifie que la production à partir de sources thermiques a encore augmenté. Toutefois, le gaz a été moins privilégié parce que les prix du pétrole avaient diminué et que les prix du gaz avaient augmenté.

**Tableau 2**  
**Production d'électricité aux États-Unis**

Année	Charbon Milliards kWh	Nucléaire Milliards kWh	Gaz Milliards kWh	Hydroél. Milliards kWh	Pétrole Milliards kWh	Autres Milliards kWh	Total Milliards kWh
1997	1 844	629	497	355	93	77	3 494
1998	1 874	674	549	319	127	75	3 618
1999	1 884	728	570	313	124	85	3 704
2000	1 968	754	612	273	109	84	3 800
2001	1 943	767	640	211	128	88	3 777
<b>Différence</b>	<b>-25</b>	<b>14</b>	<b>28</b>	<b>-62</b>	<b>19</b>	<b>4</b>	<b>-23</b>
<b>Changement %</b>	<b>-1,3%</b>	<b>1,8%</b>	<b>4,6%</b>	<b>-22,7%</b>	<b>17,5%</b>	<b>5,1%</b>	<b>-0,6%</b>

Source : Electric Power Monthly, EIA, tableaux 3 et 58

Le tableau 3 montre la demande de gaz naturel dans l'Est du Canada par province et par secteur en 2000 et 2001.

Dans l'Est du Canada, le marché captif (c'est-à-dire le marché résidentiel et le marché commercial) est le secteur qui demande le plus de gaz, avec presque 50 % de la demande totale de gaz dans l'Est du Canada.

La demande de gaz a totalisé 1 233 milliards de pi<sup>3</sup> dans l'Est du Canada en 2001, ce qui représente une baisse de près de 5 % par rapport à 2000.

Les fortes diminutions au Québec, en particulier dans le secteur industriel, expliquent la baisse de la demande de gaz en 2001. Beaucoup d'utilisateurs industriels de gaz au Québec ont la possibilité de passer au pétrole. Avec les prix élevés du gaz enregistrés en 2001, nombre d'entre eux l'ont fait.

À noter qu'il y a une certaine demande de gaz en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, mais que les chiffres s'y rapportant ne sont pas encore disponibles.

**Tableau 3**  
**Demande de gaz naturel dans l'Est du Canada (milliards de pi<sup>3</sup>)**

Province	Secteur	2001	2000	Différence	Changement %
Manitoba	Résidentiel	21,3	23,6	-2,3	-9,8%
	Commercial	22,9	25,3	-2,5	-9,7%
	Industriel	15,5	16,9	-1,4	-8,4%
	Production d'élect.	0,0	0,0	0,0	0,0%
	Autre	24,9	27,1	-2,2	-8,0%
	<b>Total, Manitoba</b>		<b>84,6</b>	<b>92,9</b>	<b>-8,3</b>
Ontario	Résidentiel	294,2	302,0	-7,8	-2,6%
	Commercial	187,5	192,0	-4,5	-2,4%
	Industriel	342,2	342,0	0,3	0,1%
	Production d'élect.	101,7	100,4	1,3	1,3%
	Autre	30,2	28,6	1,6	5,5%
	<b>Total, Ontario</b>		<b>955,8</b>	<b>965,0</b>	<b>-9,2</b>
Québec	Résidentiel	21,9	26,1	-4,3	-16,4%
	Commercial	56,2	67,6	-11,4	-16,8%
	Industriel	102,7	126,2	-23,4	-18,6%
	Production d'élect.	0,0	0,0	0,0	0,0%
	Autre	11,9	14,7	-2,8	-18,8%
	<b>Total, Québec</b>		<b>192,7</b>	<b>234,6</b>	<b>-41,9</b>
Est du Canada Total	Résidentiel	337,4	351,7	-14,5	-4,1%
	Commercial	266,6	284,9	-18,4	-6,4%
	Industriel	460,4	485,1	-24,6	-5,1%
	Production d'élect.	101,7	100,4	1,3	1,3%
	Autre	67,0	70,4	-3,4	-4,8%
	<b>Total, Est du Can.</b>		<b>1233,1</b>	<b>1292,4</b>	<b>-59,3</b>

sources : Estimations de RNCAN, Statistique Canada

**Tableau 4**  
**Demande de gaz naturel dans l'Ouest du Canada (milliards de pi<sup>3</sup>)**

Province	Secteur	2001	2000	Différence	Changement(%)
Colombie-Britannique	Résidentiel	72,2	76,6	-4,4	-5,7%
	Commercial	47,8	50,8	-3,0	-5,8%
	Industriel	112,7	120,5	-7,8	-6,5%
	Production d'élect.	36,4	39,7	-3,2	-8,2%
	Autre	32,1	33,2	-1,1	-3,2%
	<b>Total C.-B.</b>	<b>301,2</b>	<b>320,8</b>	<b>-19,6</b>	<b>-6,1%</b>
Alberta	Résidentiel	138,5	154,3	-15,8	-10,3%
	Commercial	68,5	76,1	-7,7	-10,1%
	Industriel	368,1	421,8	-53,7	-12,7%
	Production d'élect.	89,9	103,9	-14,0	-13,5%
	Autre	205,3	229,6	-24,3	-10,6%
	<b>Total Alberta</b>	<b>870,3</b>	<b>985,7</b>	<b>-115,4</b>	<b>-11,7%</b>
Saskatchewan	Résidentiel	36,8	38,6	-1,8	-4,6%
	Commercial	24,6	26,2	-1,7	-6,3%
	Industriel	54,8	56,0	-1,2	-2,2%
	Production d'élect.	22,5	23,7	-1,3	-5,3%
	Autre	89,3	92,8	-3,6	-3,8%
	<b>Total Sask.</b>	<b>228,0</b>	<b>237,3</b>	<b>-9,3</b>	<b>-3,9%</b>
Yukon	Résidentiel	0,2	0,1	0,1	59,5%
	Commercial	0,0	0,0	0,0	0,0%
	Industriel	0,0	0,0	0,0	0,0%
	Production d'élect.	0,0	0,0	0,0	0,0%
	Autre	51,4	35,6	15,9	44,5%
	<b>Total Yukon</b>	<b>51,6</b>	<b>35,7</b>	<b>15,9</b>	<b>44,4%</b>
Ouest du Canada Total	Résidentiel	247,7	269,6	-21,9	-8,1%
	Commercial	140,9	153,1	-12,3	-8,0%
	Industriel	535,6	598,3	-62,7	-10,5%
	Production d'élect.	148,8	167,3	-18,5	-11,1%
	Autre	378,1	391,2	-13,1	-3,4%
	<b>Total, Ouest du Canada</b>	<b>1451,1</b>	<b>1579,5</b>	<b>-128,5</b>	<b>-8,1%</b>

Sources : Estimations de RNCAN, Statistique Canada

Cette figure montre la demande de gaz par secteur dans les provinces de l'Ouest du Canada.

Représentant plus de 35 % de la demande totale de gaz dans l'Ouest du Canada, le secteur industriel est le secteur qui demande le plus de gaz dans l'Ouest du Canada.

La demande de gaz utilisé à des fins industrielles correspond au gaz utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité ou comme point de départ ou charge chimique par le secteur manufacturier. Sont également inclus dans la demande industrielle les secteurs de l'extraction minière, de la foresterie et de la construction. Voir l'annexe 3 pour les définitions de la demande de gaz au Canada.

En 2001, la demande de gaz à des fins de transformation industrielle et de production d'électricité a diminué d'environ 12 % dans les deux cas.

La diminution de la demande la plus importante a été enregistrée en Alberta, où 115 milliards de pi<sup>3</sup> de moins ont été demandés, principalement dans le secteur industriel. Les prix élevés du gaz ont été la principale cause de la baisse de la demande. Une autre cause a été la fermeture d'une grande usine de méthanol à Medicine Hat.

La demande de gaz a augmenté de près de la moitié au Yukon. Toutefois, la demande de gaz au Yukon représente seulement 1 %, environ, de la demande totale.



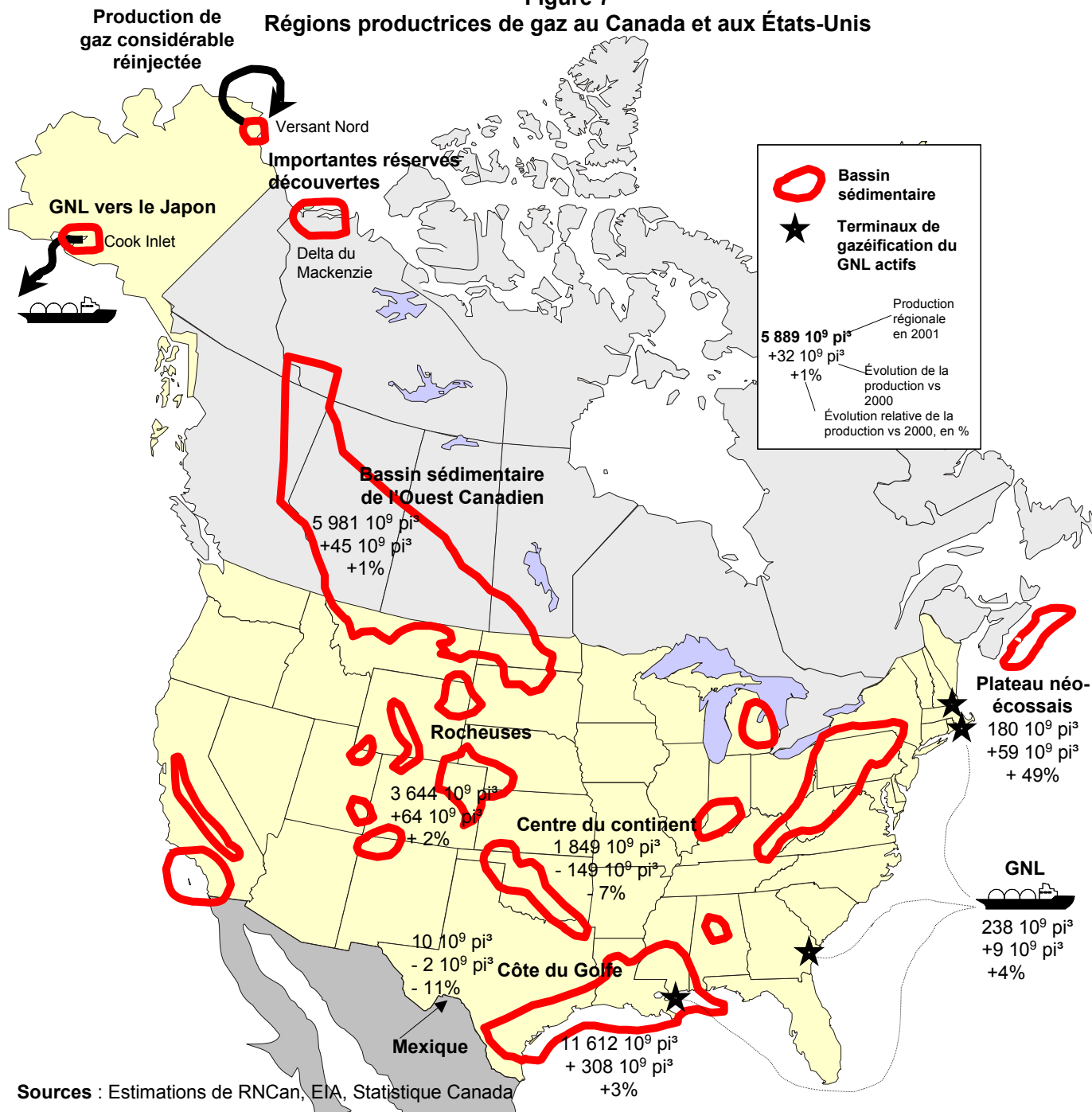


# Revue de 2001

Production de gaz naturel

Figure 7

Régions productrices de gaz au Canada et aux États-Unis



Sources : Estimations de RNCan, EIA, Statistique Canada

La carte montre les principaux bassins de production de gaz naturel de l'Amérique du Nord<sup>1</sup>. En 2001, les approvisionnements additionnels importants sont venus de la côte du Golfe, des Rocheuses américaines, et du Plateau néo-écossais du Canada.

La production de l'Ouest du Canada, qui s'était accrue de 1,4 % l'an passé, a été plus faible cette année, pour augmenter de 0,7 % seulement, malgré une hausse de 20 % des forages à faible profondeur et de 41 % des forages à grande profondeur.

La production dans les Rocheuses a été limitée par l'insuffisance de la capacité pipelinère à partir de cette région, ayant augmenté de 2 % seulement.

Les importations américaines de GNL ont augmenté de 4 %. Les volumes totaux de GNL demeurent mineurs, mais le GNL est une source importante des approvisionnements supplémentaires en Amérique du Nord.

1- Le Mexique fait bien entendu partie de l'Amérique du Nord, mais n'est pas couvert en détail dans le présent rapport.

**Tableau 5**  
**Offre de gaz nord-américaine (milliards de pi<sup>3</sup>)**

	2001 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	2000 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	1999 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Changement % 2000 vs 1999	Changement % 2001 vs 2000	Changement 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> 2001 vs 2000
Golfe zone terrestre	6 534	6 349	6 749	-5,9%	2,9 %	185
Golfe zone extracôtière	5 078	4 956	5 056	-2,0%	2,5 %	123
Total pour le Golfe	11 612	11 304	11 805	-4,2%	2,7 %	308
Centre du continent É.-U.	1 849	1 998	2 006	-0,4%	-7,4 %	-149
Rocheuses américaines	3 644	3 581	3 272	9,4%	1,8 %	64
Autres, É.-U.	2 247	2 104	1 749	20,3%	6,8 %	142
<b>Production É.-U. totale</b>	<b>19 352</b>	<b>18 987</b>	<b>18 832</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,9 %</b>	<b>365</b>
Ouest canadien <sup>1</sup>	5 981	5 936	5 857	1,4%	0,7 %	44
Plateau néo-écossais	180	121			49,4 %	60
<b>Production canadienne totale</b>	<b>6 161</b>	<b>6 057</b>	<b>5 857</b>	<b>3,4%</b>	<b>1,7 %</b>	<b>104</b>
GNL	238	229	163	40,0%	4,0 %	9
Importations mexicaines	10	12	55	-78,7%	-11,3 %	-1
Suppléments	77	86	98	-12,4%	-10,5 %	-9
<b>TOTAL DE L'OFFRE A.N.</b>	<b>25 839</b>	<b>25 371</b>	<b>25 005</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,8 %</b>	<b>469</b>

Sources : Natural Gas Monthly, EIA, mars 2002, Statistique Canada, MMS, estimations de RNCan.

Nota : Golfe-zone extracôtière comprend seulement la zone extracôtière du Golfe du Mexique. La production canadienne correspond au gaz commercialisable, auquel sont ajoutées les pertes en cours de retraitement.

(Source : Statistique Canada) 1 - Inclut une production minime de l'Ontario.

Les approvisionnements gaziers ont augmenté de 469 milliards de pi<sup>3</sup> ou de 1,8 % en Amérique du Nord en 2001. Il s'agit là d'un rendement de production légèrement supérieur au rendement de 1,5 % de l'année précédente.

La majeure partie de la nouvelle production gazière est venue de la côte du Golfe des États-Unis, suivie des « autres » régions des États-Unis et du Canada.

Les importations en provenance du Mexique sont demeurées faibles, tandis que les importations de GNL ont légèrement augmenté.

**Tableau 6**  
**Indicateurs de forages gaziers nord-américains**

	2001 (puits)	2000 (puits)	1999 (puits)	Changement % 2000 vs 1999	Changement % 2001 vs 2000
Golfe zone terrestre (1)	5 787	4 580	3 568	28%	26 %
Golfe zone extracôtière (2)	119	117	80	47%	2 %
Total pour le Golfe (3)	706	553	380	46%	28 %
Centre continent américain (3)	160	125	72	75%	28 %
Rocheuses américaines (3)	181	143	89	60%	27 %
Autres, É.-U. (3)	131	97	84	16%	34 %
<b>Total pour les États-Unis (4)</b>	<b>954</b>	<b>720</b>	<b>496</b>	<b>45%</b>	<b>33 %</b>
Canada faible profondeur (5)	8 225	6 855	4 579	50%	20 %
Canada grande profondeur (6)	2 946	2 092	1 712	22%	41 %
<b>Total pour le Canada (7)</b>	<b>11 171</b>	<b>8 947</b>	<b>6 291</b>	<b>42%</b>	<b>25 %</b>

Sources : Texas RRC, Baker Hughes, Daily Oil Bulletin.

Nota :

- (1) Uniquement les forages gaziers en zone terrestre au Texas. Il s'agit de la majeure partie des forages gaziers en zone terrestre dans le Golfe.
- (2) Compte hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz (Baker-Hughes). Le nombre de puits n'était pas disponible.
- (3) Compte hebdomadaire moyen total des installations de forage comprenant les installations orientées gaz et celles orientées pétrole.
- (4) Compte hebdomadaire moyen des installations de forage orientées gaz au cours de l'année.
- (5) Les puits de gaz de l'Alberta à l'ouest du 4e méridien, auxquels sont ajoutés les puits de gaz de la Saskatchewan.
- (6) Les puits de gaz de l'Alberta à l'ouest du 4e et du 5e méridien, auxquels sont ajoutés tous les puits de gaz de la Colombie-Britannique.
- (7) Nombre total des puits de gaz de l'Ouest canadien.

Le tableau présente diverses données statistiques de forage. (Le nombre de puits de gaz n'est pas disponible dans plusieurs régions).

Les forages gaziers ont encore beaucoup augmenté et ont atteint de nouveaux sommets en Amérique du Nord en 2001, et ce dans la plupart des régions. Il s'agit là d'un signe encourageant pour l'approvisionnement gazier futur.

En 2001, les forages dans les régions à faible productivité et à forage à faible profondeur de l'Ouest du Canada ont représenté presque 75 % des nouveaux forages gaziers au Canada.

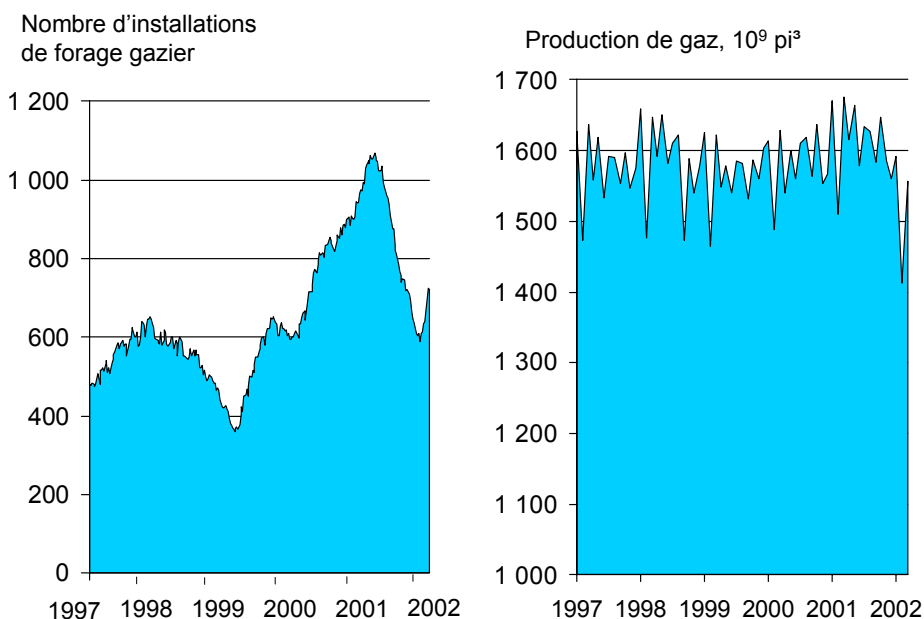
**Figure 8**

**Production et tendances des forages aux États-Unis**

La production gazière américaine est très stable. Tandis que la demande de gaz peut varier dans une proportion pouvant aller jusqu'à 5 % d'une année à l'autre, la production américaine se situe habituellement à moins de 2 % de part et d'autre du niveau de l'année précédente.

La production américaine diminuait légèrement depuis janvier 2000 environ – en raison de la faiblesse de l'activité de forage en 1998 et 1999. Elle augmente maintenant lentement, en raison d'un nombre de forages gaziers sensiblement supérieur à la normale depuis un certain temps.

À noter qu'il est difficile de voir l'augmentation de la production américaine (2 % en 2001), même si le nombre de forages gaziers a augmenté dans une proportion très nette de 33 %.



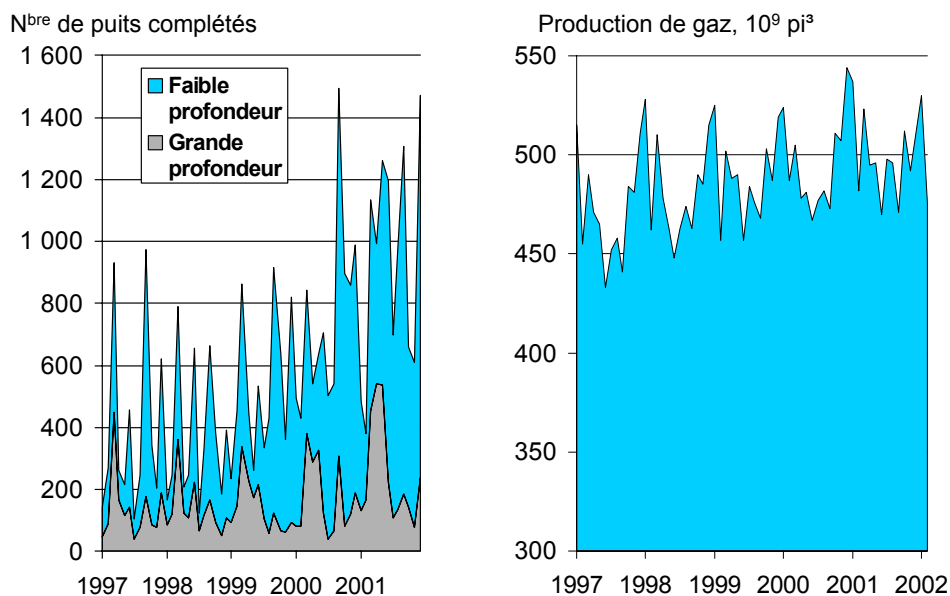
Sources : Baker Hughes, EIA

**Figure 9**

**Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) : production et tendances des forages**

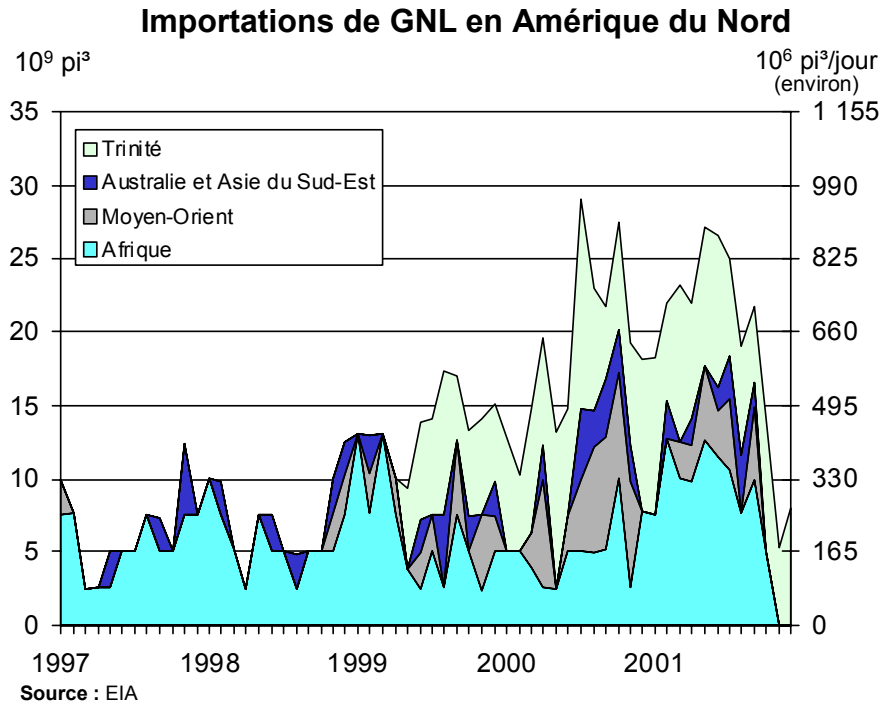
La production de gaz naturel a augmenté en moyenne de 2,1 % par an dans l'Ouest du Canada ces dernières années. Ce chiffre est tombé à 0,7 % en 2001. Pour maintenir la croissance de la production, il faut des niveaux de forages toujours plus grands. Les forages gaziers, qui s'élevaient en moyenne à 300 puits environ par an en 1997, avaient augmenté pour s'établir à 1 000 puits par mois l'an passé (2001).

La majeure partie de l'augmentation des forages observée depuis cinq ans a été enregistrée dans les parties à faible profondeur du BSOC. Toutefois, les forages à plus grande profondeur ont augmenté de 41 % en 2001.



Sources : Statistique Canada, Daily Oil Bulletin

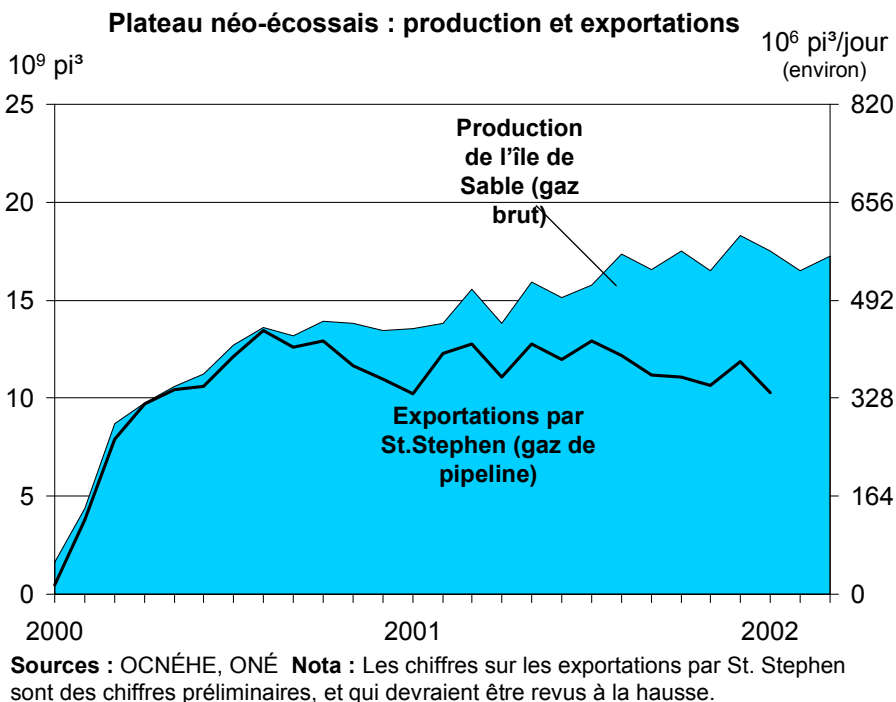
**Figure 10**



Les importations de GNL se sont établies en moyenne à 652 millions de pi<sup>3</sup> par jour en 2001. En 2001, le GNL a été importé en passant par trois terminaux récepteurs : l'installation de la CMS Trunkline Gas Company, à Lake Charles, en Louisiane, l'installation de Tractebel, à Everett, au Massachusetts, et l'installation récemment réouverte d'El Paso, à Elba Island. Ces installations réunies avaient une capacité d'importation de plus de 1 milliard de pi<sup>3</sup> par jour.

Les importations de GNL auraient probablement été plus élevées en 2001, n'eût été de l'interdiction qui a frappé les navires-citernes destinés au transport du GNL qui sont entrés dans le port de Boston entre le 26 septembre et le 16 octobre. L'interdiction a été promulguée à la suite des attaques terroristes du 11 septembre.

**Figure 11**



Un projet qui a aussi représenté une grande partie de la croissance des approvisionnements gaziers nord-américains enregistrée depuis deux ans est le Projet extracôtier de l'île de Sable, en Nouvelle-Écosse. En 2001, la production à l'île de Sable a été proche du niveau de pleine capacité (550 millions de pi<sup>3</sup> par jour) précisé par les propriétaires des installations.

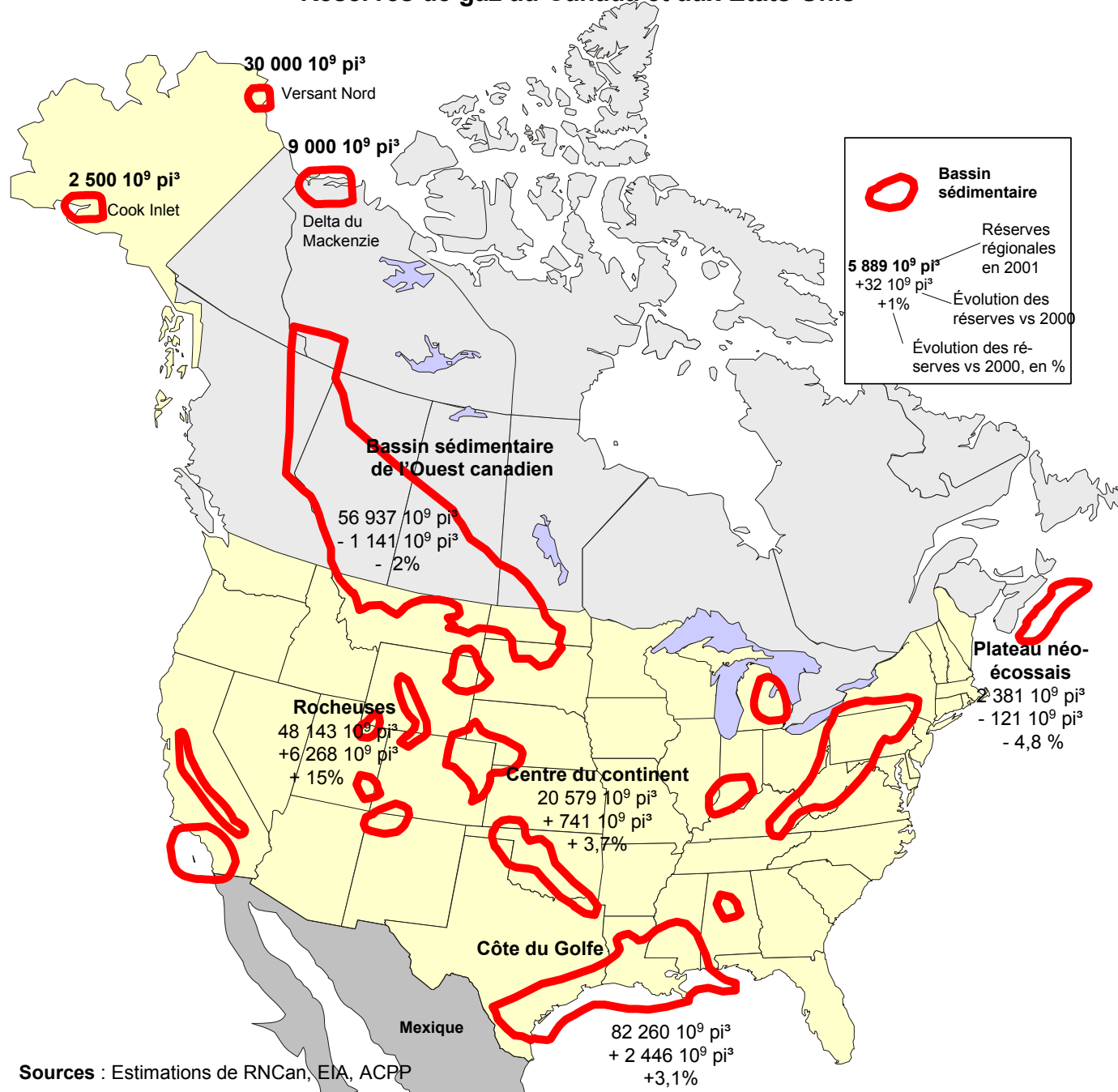
Comme le montre la figure, la majeure partie du gaz est exportée vers la région du Nord-Est des États-Unis.



# Revue de 2001

Réserves de gaz naturel

**Figure 12**  
**Réserves de gaz au Canada et aux États-Unis**



La carte montre les réserves prouvées dans les principaux bassins producteurs de gaz naturel d'Amérique du Nord<sup>1</sup>.

En 2001, les réserves ont augmenté de façon marquée (6 %) aux États-Unis, en raison des forages élevés dans les régions classiques, des succès dans le domaine des forages en eau profonde dans le Golfe du Mexique et de la découverte de grandes réserves de méthane de houillère dans les Rocheuses américaines

Les réserves du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) ont poursuivi leur tendance à la baisse. Il s'agit

essentiellement d'un ajustement qui fait suite à la déréglementation établie. Dans le système réglementé en vigueur dans les années 80, les producteurs devaient maintenir des réserves beaucoup plus grandes que nécessaires pour la production. Avec la déréglementation, les producteurs ont laissé les réserves diminuer vers les niveaux minimums requis pour la production souhaitée.

1- Le Mexique fait bien entendu partie de l'Amérique du Nord, mais n'est pas couvert en détail dans le présent rapport.



**Tableau 7**  
**Réserves nord-américaines**

	1 <sup>er</sup> janv. 2001 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	1 <sup>er</sup> janv. 2000 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	1 <sup>er</sup> janv. 1999 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Changement % 2000 vs 1999	Changement % 2001 vs 2000	Changement % 2001 vs 2000
Golfe zone terrestre <sup>1</sup>	56 088	54 363	51 993	4,6%	3,2 %	1 725
Golfe zone extracôtière	26 172	25 451	26 422	-3,7%	2,8 %	721
Total pour le Golfe	82 260	79 814	78 415	1,8%	3,1 %	2 446
Centre continent américain	20 579	19 838	21 375	-7,2%	3,7 %	741
Rocheuses américaines	48 143	41 875	38 906	7,6%	15,0 %	6 268
Autres, É.-U.	26 445	25 879	25 345	2,1%	2,2 %	566
<b>Réserves totales pour les É.-U.</b>	<b>177 427</b>	<b>167 406</b>	<b>164 041</b>	<b>2,1%</b>	<b>6,0 %</b>	<b>10 021</b>
Ouest canadien	56 937	58 078	59 089	-1,7%	-2,0 %	-1 141
Plateau néo-écossais	2 381	2 502	2 502	0,0%	-4,8 %	-121
Autres, Canada <sup>2</sup>	415	429	436	-1,5%	-3,3 %	-14
<b>Total pour le Canada</b>	<b>59 733</b>	<b>61 010</b>	<b>62 027</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-2,1 %</b>	<b>-1 277</b>
<b>Réserves totales A.N.</b>	<b>237 160</b>	<b>228 416</b>	<b>226 068</b>	<b>1,0%</b>	<b>3,8 %</b>	<b>8 744</b>

Sources : US Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2000 Annual Report, EIA (données américaines), et Association canadienne des producteurs pétroliers (données canadiennes).

1. Golfe zone terrestre inclut toutes les réserves terrestres du Texas, de la Louisiane, du Mississippi et de l'Alabama, auxquelles sont ajoutées les réserves extracôtières de ces États qui relèvent de ces derniers.

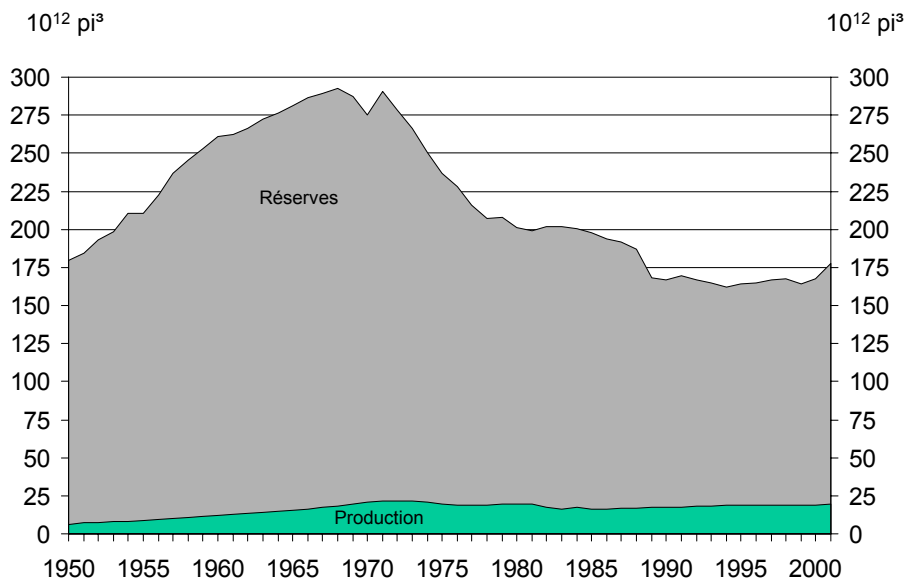
2. Principalement l'Ontario.

Les réserves correspondent aux quantités de gaz situées dans les dépôts connus qu'il est rentable de produire aux conditions économiques et techniques actuelles ou prévues. Les réserves sont habituellement forcées.

Les données se rapportant aux réserves d'une année viennent presque toujours une année complète plus tard. Par exemple, les variations des réserves enregistrées en 2000 ont été publiées en décembre (aux États-Unis) et en septembre (au Canada). Les derniers chiffres parus sur les réserves se rapportent au 1<sup>er</sup> janvier 2001.

En janvier 2001, les réserves gazières nord-américaines étaient supérieures de 3,8 % aux niveaux de janvier 2000. Cette augmentation était attribuable aux augmentations enregistrées aux États-Unis.

**Figure 13**  
**Réserves gazières américaines totales**



Source : EIA

En comparant les réserves prouvées et la production au fil des ans, on peut avoir une idée de la maturité d'une région.

Comme l'indique la figure, les réserves américaines ont atteint un sommet en 1970. Après ce sommet, elles ont baissé rapidement. Depuis 1990 toutefois, elles ont été stables.

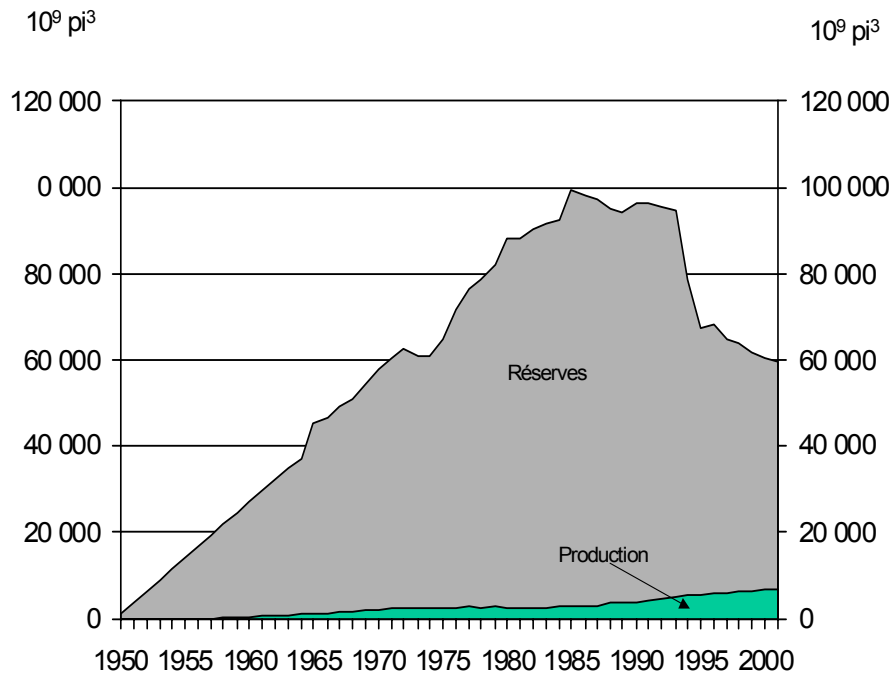
Même s'il y a de nombreux bassins aux États-Unis, et qui en sont à des stades de maturité différents, on peut dire que de façon générale l'industrie américaine de la production de gaz est maintenant dans une phase durable, stable et mature, dans laquelle les réserves et la production sont très stables.

Une comparaison analogue des réserves gazières du BSOC fait ressortir un stade de maturité différent. Les réserves du BSOC ont atteint un sommet en 1983 et ont diminué de façon rapide jusqu'en 1994, en raison en partie des grandes révisions négatives qui ont été faites et qui ont supprimé les vieilles réserves qui figuraient dans les livres depuis un certain temps. Les réserves canadiennes continuent de diminuer, mais les diminutions semblent ralentir.

La production du BSOC a continué d'augmenter ces dernières années, mais proportionnellement un peu moins chaque année. Le BSOC semble être au stade où se trouvaient les États-Unis à la fin des années 70, année où la production américaine a commencé à ralentir.

**Figure 14**

**Réserves gazières canadiennes totales**



Source : ACPP

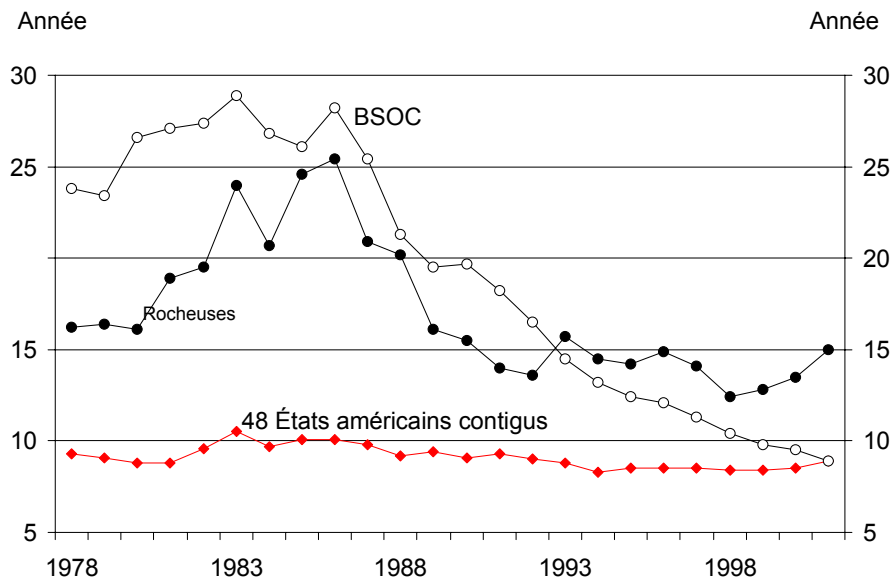
Le ratio réserves/production est un autre indice que le BSOC est en train de mûrir.

À la fin de la présente année à l'étude, le BSOC avait le même ratio R/P que les 48 États contigus des États-Unis.

Les Rocheuses américaines, plus précisément le Colorado, le Wyoming et l'Utah, représentent la seule grande région productrice qui demeure immature.

**Figure 15**

**Ratios réserves/production**



Sources : EIA, ACPP

# Revue de 2001

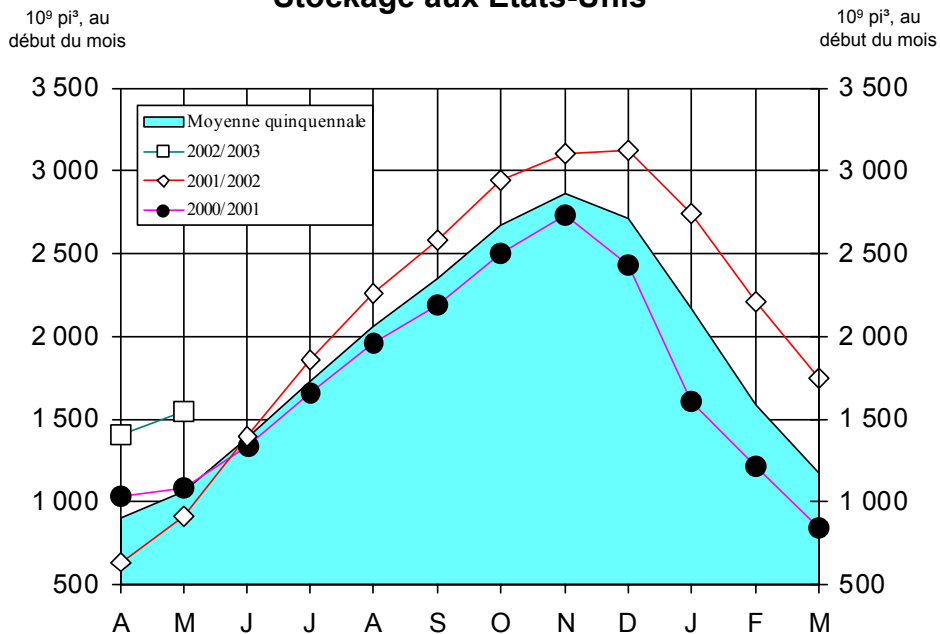
Stockage de gaz naturel

**Figure 16**  
**Stockage aux États-Unis**

La situation a presque complètement changé en ce qui concerne le stockage en 2001 par rapport à 2000. Les injections au stockage ont été très grandes au cours de l'été 2001 aux États-Unis, ce qui a élevé les niveaux de stockage en novembre 2001 à des sommets records.

Comme les mois de novembre et de décembre ont été très doux, les niveaux de stockage ont très peu diminué, ce qui s'est traduit par un grand surplus au niveau du stockage d'une année par rapport à l'autre, et qui semble devoir persister jusqu'au printemps.

Autrement dit, il faudra injecter moins de gaz pour atteindre en novembre 2002 les niveaux typiques en novembre, qui sont de l'ordre de 2,7 à 3 milliards de pi<sup>3</sup>.

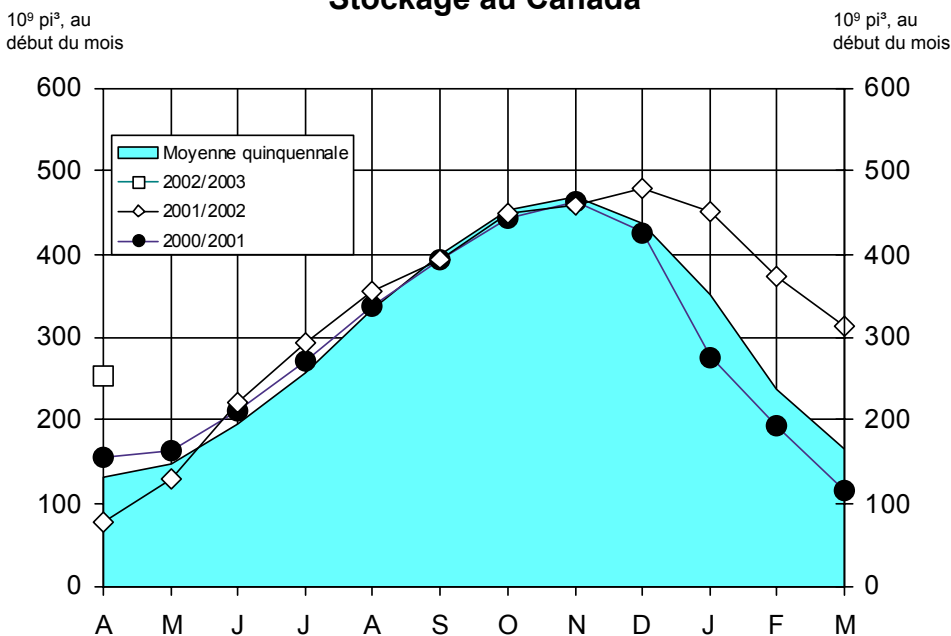


Source : Estimations de RNCan fondées sur des données hebdomadaires de l'AGA.

**Figure 17**  
**Stockage au Canada**

Les injections au stockage ont également été fortes au Canada au cours de l'été 2001, ce qui s'est traduit par un stockage relativement élevé vers novembre 2001.

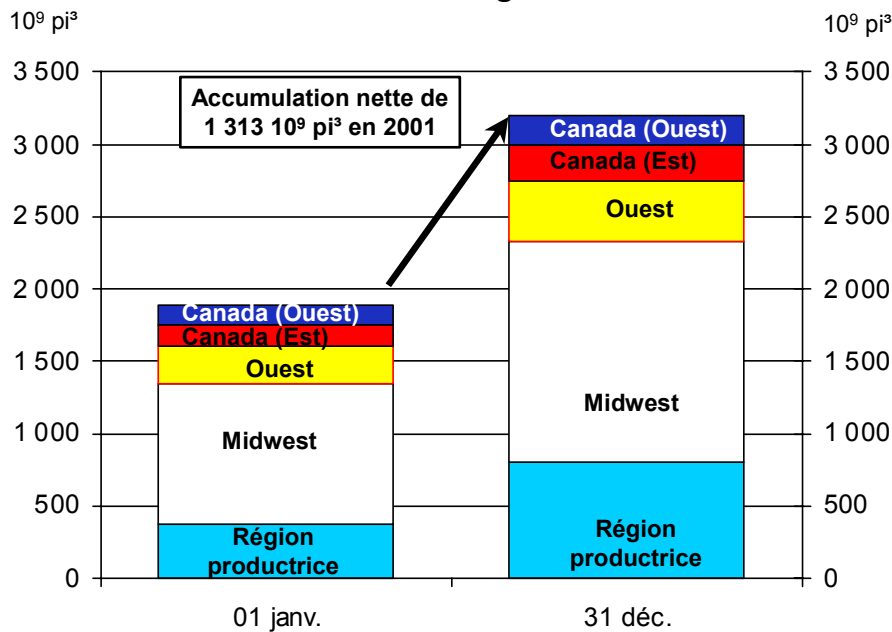
Au moment où commence la saison d'injection de l'été 2002, les niveaux de stockage canadiens demeurent très élevés. Comme aux États-Unis, il faudra injecter moins de gaz au stockage avant le prochain hiver que l'an passé.



Source : Estimations de RNCan fondées sur des données hebdomadaires de l'ACG.

**Figure 18**

**Variations du stockage au cours de 2001**



Sources : AGA, ACG

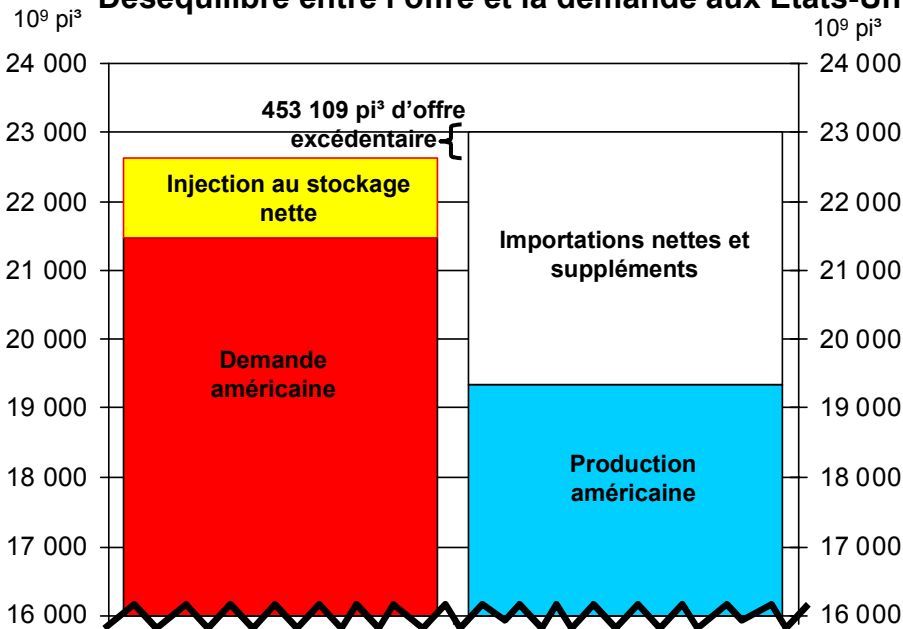
Les relevés de l'AGA et de l'ACG indiquaient un stockage nord-américain de 1 886 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz le 1<sup>er</sup> janvier 2001. Le 31 décembre, il était de 3 199 milliards de pi<sup>3</sup>. Ainsi, durant l'année civile 2001, il y a eu un gain de stockage net de 1 313 milliards de pi<sup>3</sup>. Il s'agit là de la plus importante source de « demande » supplémentaire en 2001.

Cette situation fait suite à un prélèvement net de 944 milliards de pi<sup>3</sup> enregistré l'année précédente.

Les niveaux de stockage (les bilans) au début et à la fin de l'année ont une importance particulière lorsqu'il s'agit de rapprocher des chiffres annuels de l'offre et de la demande qui ne concordent pas.

**Figure 19**

**Déséquilibre entre l'offre et la demande aux États-Unis**



Source : EIA, Natural Gas Monthly, mars 2002

Les données sur l'offre et sur la demande devraient concorder une fois les mouvements de stockage comptabilisés, mais ce n'est habituellement pas le cas des données américaines.

Les chiffres actuels de l'EIA montrent un « chiffre établissant l'équilibre entre les approvisionnements et la consommation » négatif de 453 milliards de pi<sup>3</sup> pour 2001, autrement dit, l'offre est supérieure à la demande.

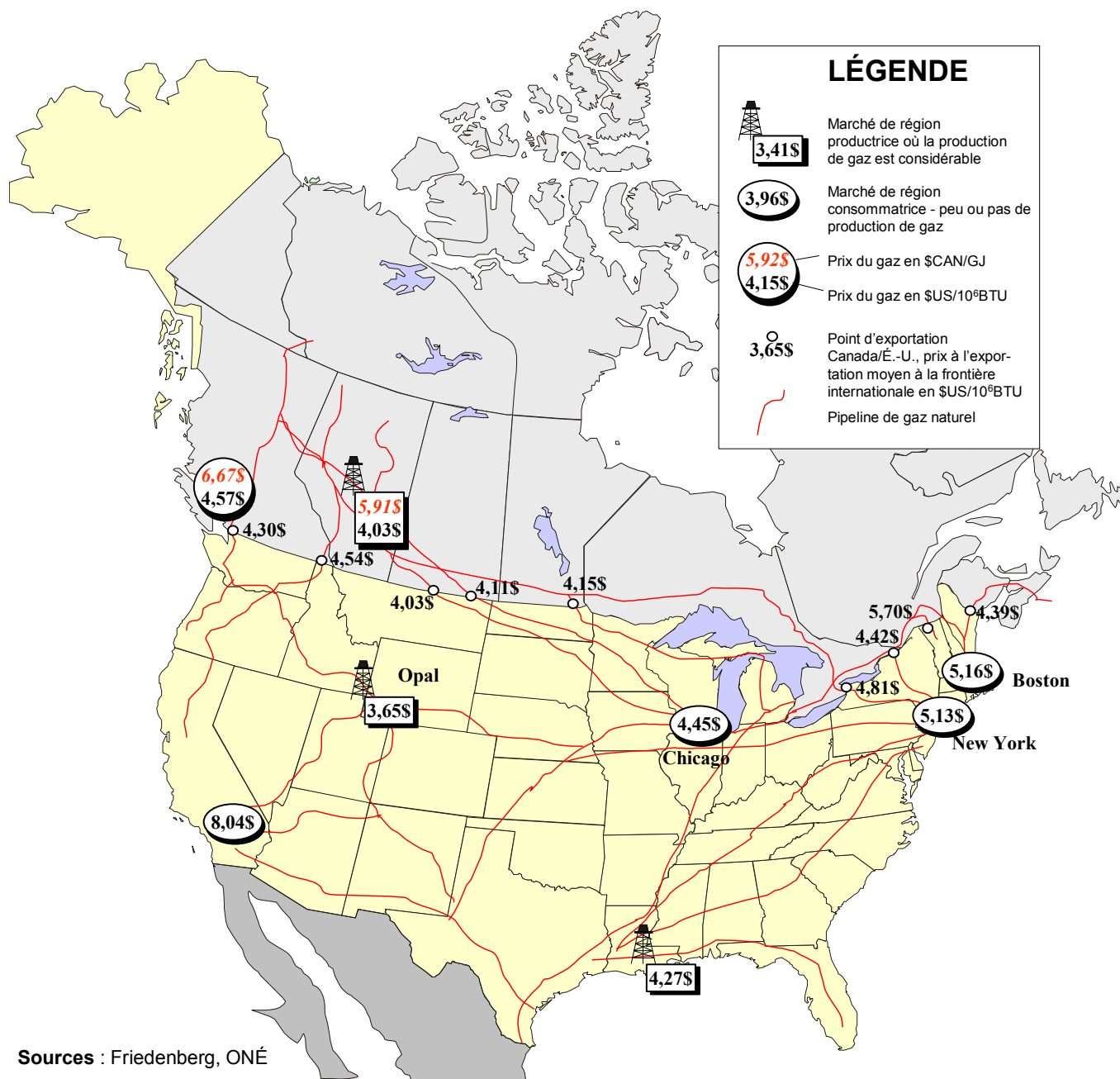
C'est habituellement le cas. Le chiffre établissant l'équilibre entre les approvisionnements et la consommation était de -230 milliards de pi<sup>3</sup> en 1995, de 217 milliards de pi<sup>3</sup> en 1996, de 61 milliards de pi<sup>3</sup> en 1997, de -334 milliards de pi<sup>3</sup> en 1998, de -897 milliards de pi<sup>3</sup> en 1999 et de -827 milliards de pi<sup>3</sup> en 2000.



# Revue de 2001

Prix du gaz naturel

**Figure 20**  
**Prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis**



La carte présente divers prix marchands mensuels sur le marché au comptant nord-américain du gaz naturel. Les prix indiqués correspondent à la moyenne annuelle de 12 prix mensuels, sauf dans le cas des prix aux points d'exportation frontaliers, qui sont des prix moyens pondérés en fonction du volume.

En 2001, la demande de gaz a monté en flèche dans l'Ouest de l'Amérique du Nord, à tel point que la capacité pipelinère affectée au transport du gaz des régions productrices vers l'Est n'a pas suffi. Par conséquent, les prix dans l'Ouest de

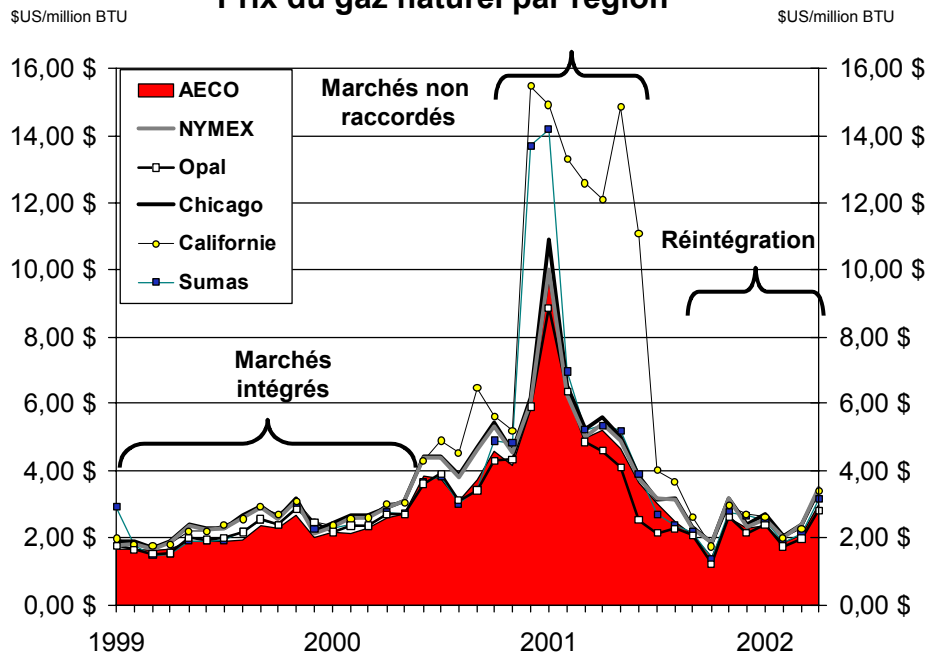
l'Amérique du Nord se sont déconnectés de ceux du reste de l'Amérique du Nord et ont augmenté, notamment en Californie.

L'inverse s'est produit dans les Rocheuses américaines. Dans les Rocheuses, la capacité de production a excédé la capacité pipelinère affectée au transport du gaz à partir des Rocheuses, retenant le gaz et entraînant des prix relativement faibles.

Même si les prix du gaz ont diminué en 2001, ils n'ont en moyenne jamais été aussi élevés de leur histoire.



**Figure 21**  
**Prix du gaz naturel par région**



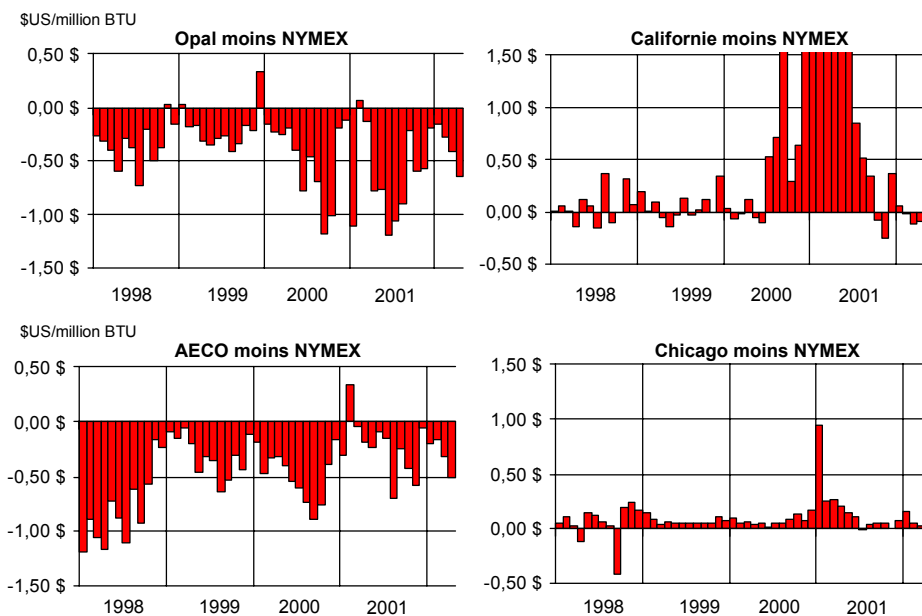
Source : Friedenberg

Comme on a pu le lire dans le rapport de l'an passé, l'hiver 2000-2001 a été une « tempête parfaite » pour ce qui regarde le prix du gaz naturel. Plusieurs facteurs ont été réunis pour produire des prix du gaz élevés.

En janvier 2001, la plupart de ces facteurs s'étaient inversés, et avaient fait baisser les prix du gaz.

Deux facteurs particulièrement importants ont été la température d'hiver douce enregistrée en novembre et en décembre 2001 et la diminution marquée de la demande dans le secteur industriel (voir la Revue de 2001 – Demande de gaz naturel).

**Figure 22**  
**Différences entre les prix du gaz naturel**



Source : Friedenberg

Outre les prix élevés, des grandes différences de prix ont été enregistrées sur une longue période l'hiver dernier dans l'Ouest.

Il y a aussi eu de fortes différences de prix dans le Midwest, mais seulement pendant un mois – janvier 2001.

Comme pour les prix dans leur ensemble, les différences de prix semblent maintenant revenues à leurs écarts normaux.

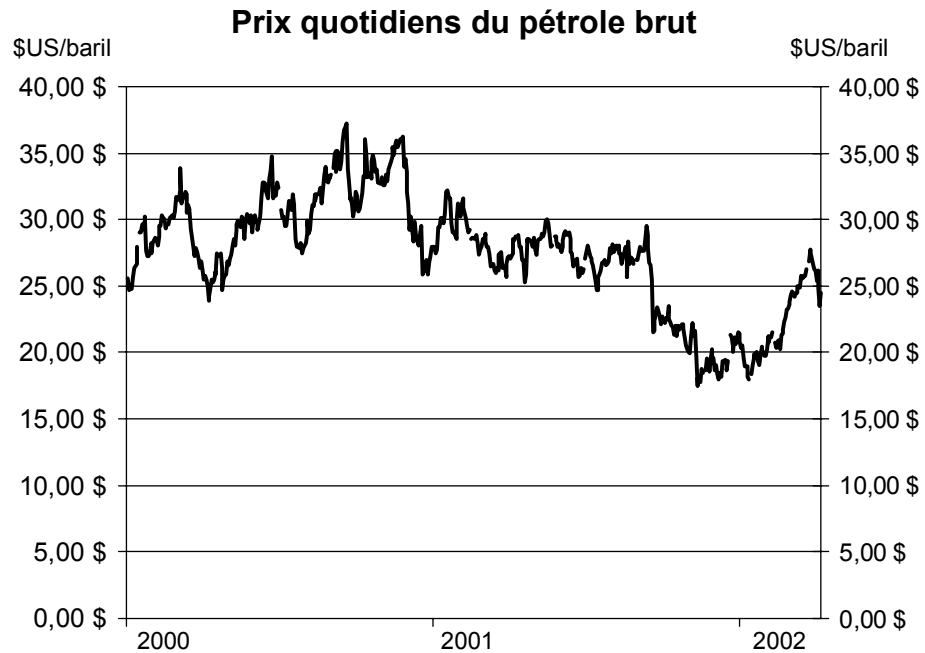
Les différences de prix dans les Rocheuses sont négatives et importantes, ce qui indique que du gaz y est retenu, du fait que la capacité pipelinière affectée au transport du gaz à partir de cette région est insuffisante.

**Figure 23**

Les prix du pétrole brut ont une influence sur les prix du gaz naturel. En 2000, les prix du pétrole brut étaient élevés, de l'ordre de 30 \$ le baril. Cela a eu pour effet de maintenir les prix du gaz à des niveaux élevés, parce que le gaz naturel et le pétrole sont des substituts dans les installations industrielles et dans les installations de production d'électricité.

En 2001, les prix du pétrole brut ont baissé pour se situer à environ 20 \$ le baril à la fin de l'année.

En 2002, les prix ont remonté pour se situer à environ 25 \$ le baril.



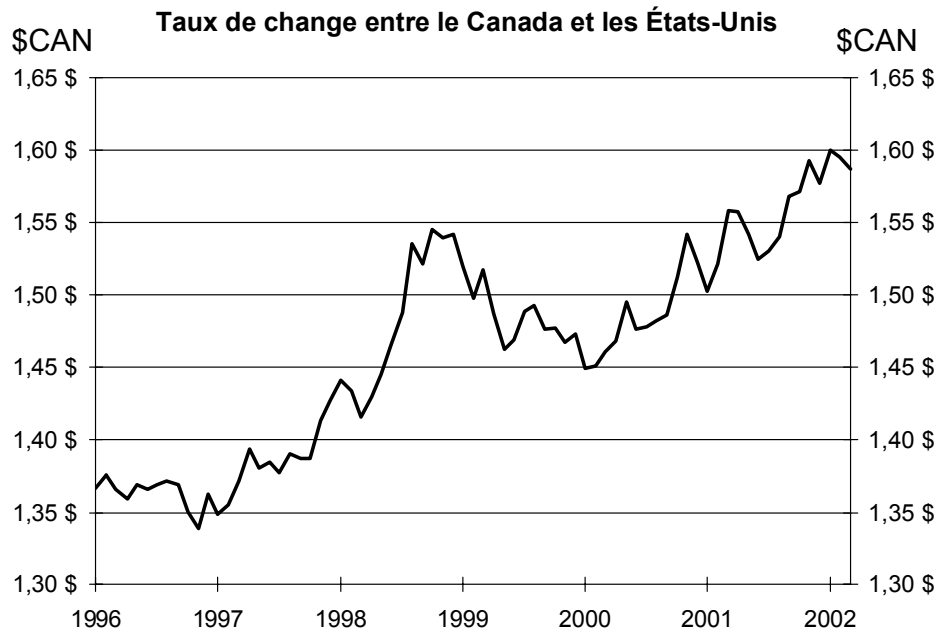
Source : EIA. West Texas Intermediate, Cushing, Oklahoma, prix du disponible.

**Figure 24**

Les marchés canadien et américain du gaz naturel sont étroitement liés, les prix évoluant en général dans le même sens dans les deux marchés. Par conséquent, les variations du taux de change influent sur les prix du gaz canadien.

Ce facteur fait augmenter depuis plusieurs années le prix en dollars canadiens du gaz naturel.

Par exemple, si le taux de change en vigueur en 2001 entre le dollar canadien et le dollar américain avait été le même qu'en 1997, le prix moyen du gaz canadien aurait été de 5,61 \$CAN/GJ, au lieu de 5,91 \$CAN/GJ, comme c'est le cas actuellement.

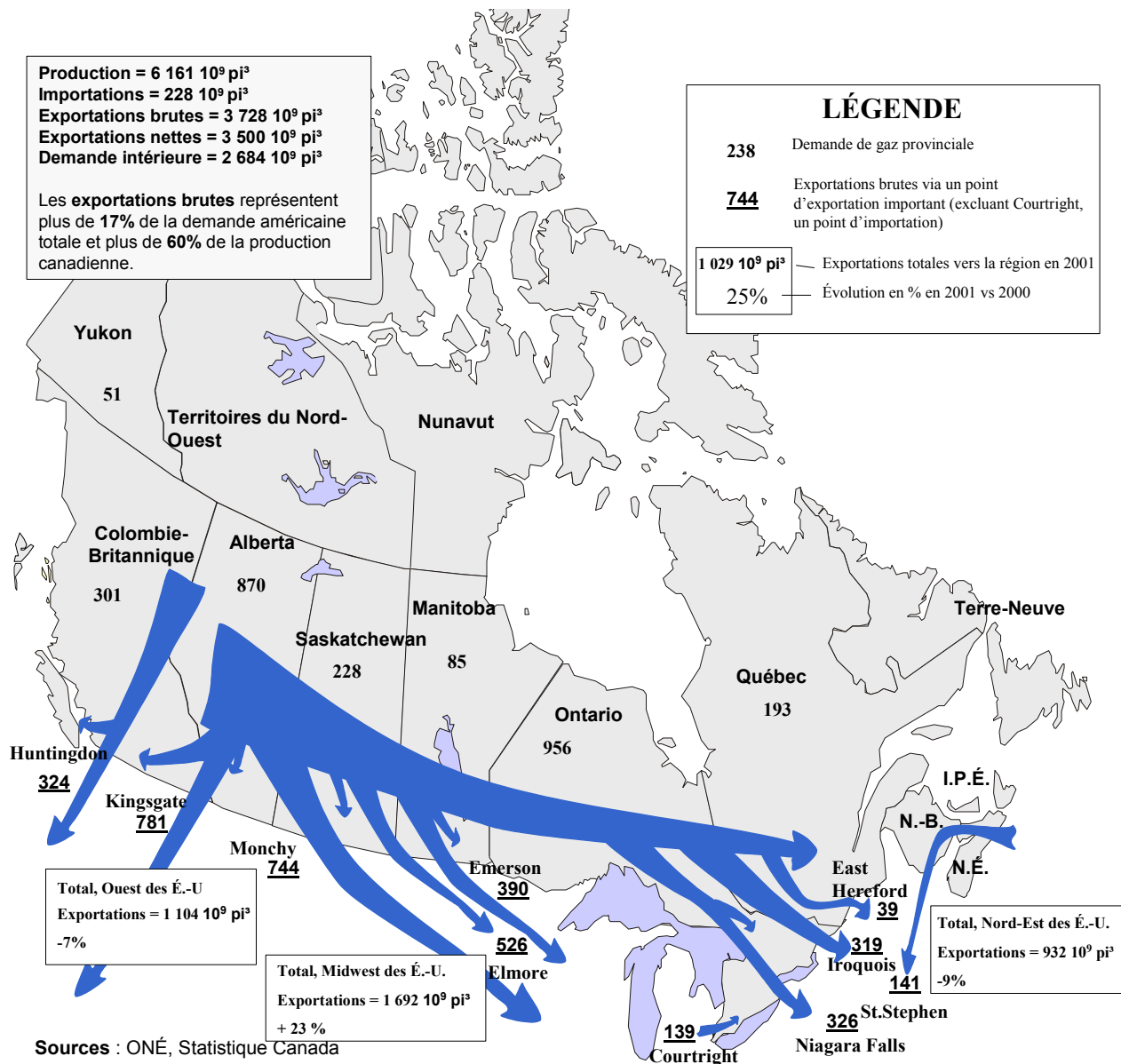


Source : Banque du Canada. Dollars canadiens nécessaires pour acheter un dollar américain.

# Revue de 2001

Ventes canadiennes à l'exportation  
et sur le marché intérieur

**Figure 25**  
**Marché intérieur et marché d'exportation**



La carte présente l'importance et l'emplacement des ventes de gaz naturel canadien.

La majeure partie de la demande canadienne de gaz naturel est satisfaite par la production canadienne. En 2001, le Canada a importé 228 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz naturel, soit quelque 8 % de la demande canadienne.

Par ailleurs, les exportations brutes canadiennes vers les États-Unis ont représenté 17 % de la consommation américaine totale de gaz naturel.

En 2001, les exportations canadiennes brutes ont atteint un record de 3,7 billions de pi<sup>3</sup>. Les exportations nettes ont été légèrement inférieures, en raison d'une augmentation marquée des importations.

Les exportations en volume brutes étaient réparties comme suit en 2001 : 45 % vers le Midwest, 30 % vers l'Ouest et 25 % vers le Nord-Est. Le marché du Midwest a représenté la totalité de l'augmentation des exportations; il s'agit essentiellement de nouveaux volumes de gaz transportés par Alliance Pipeline.

**Tableau 8**  
**Ventes canadiennes totales de gaz**

	2001 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	2000 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	1999 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Change-ment % 2000 vs 1999	Change-ment % 2001 vs 2000	Change-ment 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> 2001 vs 2000
Exportations brutes vers l'Ouest des É.-U.	1 104	1 189	1 207	-1,5%	-7,1%	-85
Exportations brutes vers le Midwest des É.-U.	1 692	1 379	1 327	3,9%	22,7%	313
Exportations brutes vers le Nord-Est des É.-U.	932	1 023	816	25,4%	-8,9%	-91
Exportations brutes totales	3 728	3 591	3 349	7,2%	3,8%	137
Importations en provenance des É.-U.	228	80	50	59,9%	183,2%	147
<b>Exportations nettes</b>	<b>3 500</b>	<b>3 511</b>	<b>3 299</b>	<b>6,4%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-11</b>
Demande de l'Ouest du Canada	1 451	1 580	1 431	10,4%	-8,1%	-129
Demande de l'Est du Canada	1 233	1 292	1 267	2,0%	-4,6%	-59
<b>Demande canadienne totale</b>	<b>2 684</b>	<b>2 872</b>	<b>2 698</b>	<b>6,5%</b>	<b>-6,5%</b>	<b>-188</b>
Exportations nettes	3 500	3 511	3 299	6,4%	-0,3%	-11
Demande canadienne	2 684	2 872	2 698	6,5%	-6,5%	-188
<b>Ventes canadiennes totales de gaz</b>	<b>6 184</b>	<b>6 383</b>	<b>5 997</b>	<b>6,4%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-199</b>

Sources : Flux des exportations et des importations tirés de l'ONÉ. Demande canadienne tirée de Statistique Canada. Nota : 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 qui entre dans le pipeline desservant les Grands Lacs aux États-Unis et 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. Les exportations nettes correspondent aux exportations brutes moins les importations. Les ventes canadiennes totales de gaz égalent les exportations nettes plus la demande canadienne. Voir l'annexe 4.

Comme les importations en provenance des États-Unis ont pris de l'importance depuis un an, nous présentons maintenant les exportations brutes et les exportations nettes vers les États-Unis.

Les exportations brutes vers les États-Unis sont passées de 3 591 milliards de pi<sup>3</sup>, en 2000, à 3 728 milliards de pi<sup>3</sup> en 2001, pour une augmentation de 4 %.

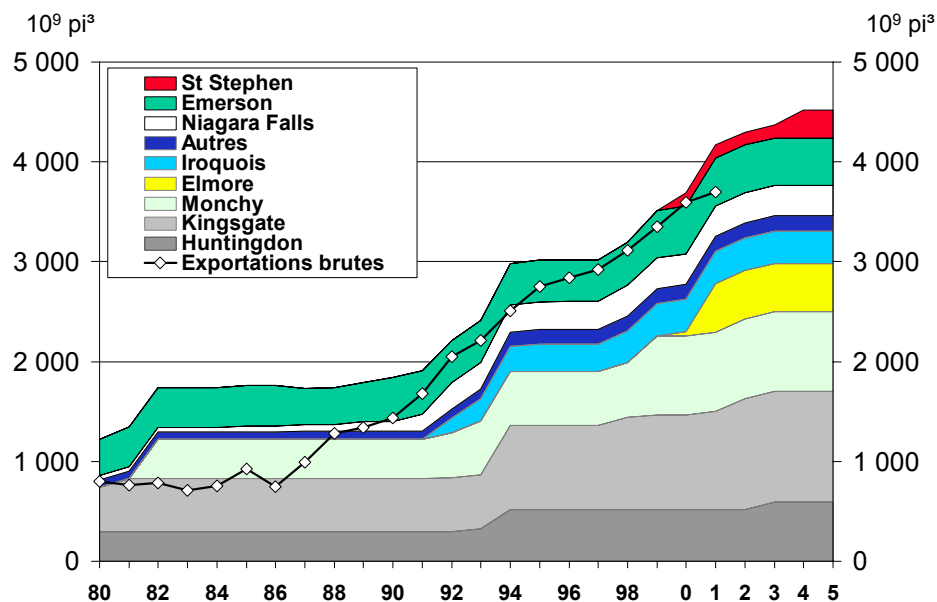
Toutefois, les exportations nettes ont diminué, pour passer de 3 511 milliards de pi<sup>3</sup> en 2000, à 3 500 milliards de pi<sup>3</sup> en 2001.

Les importations, dont la majeure partie sont acheminées par le gazoduc de Vector Pipeline, ont totalisé 228 milliards de pi<sup>3</sup> en 2001, ayant plus que doublé par rapport à l'année précédente.

Les ventes canadiennes totales de gaz ont diminué de 3 %.

Voir l'annexe 4 pour plus de détails sur les exportations canadiennes de gaz naturel.

**Figure 26**  
**Capacité pipelinière par point d'exportation canadien**



Sources : ONÉ, estimations de RNCAN, sociétés pipelinières, documents réglementaires

La capacité pipelinière a augmenté de façon importante en 2001, avec la première année complète en service du gazoduc d'Alliance Pipeline (point d'exportation : Elmore).

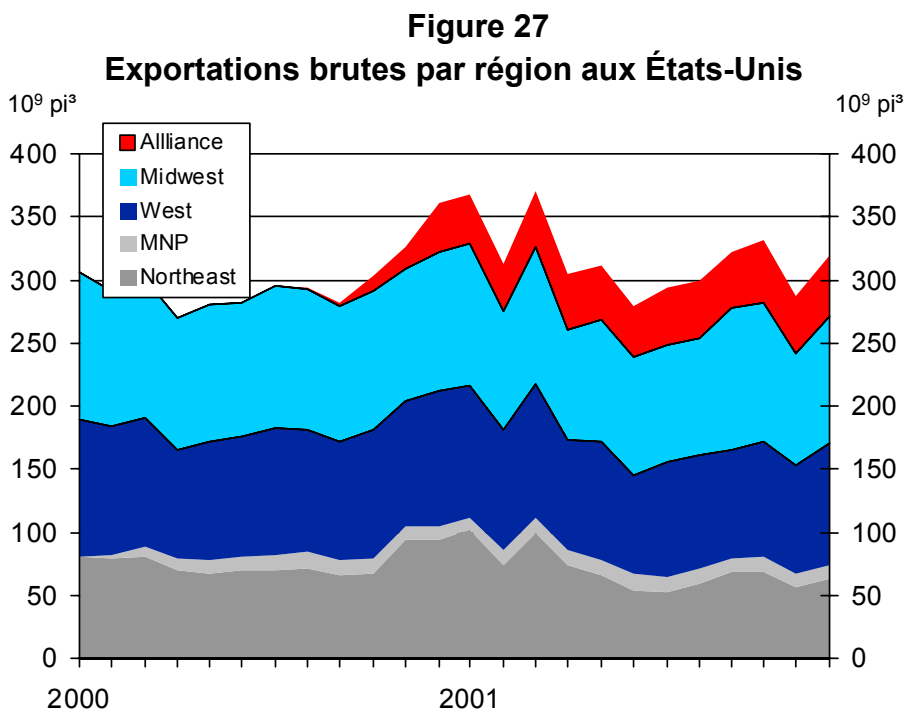
La capacité d'exportation a aussi augmenté, de 98 millions de pi<sup>3</sup> par jour à Kingsgate (C.-B.).

Les facteurs de charge ont baissé pour passer de 89 %, en 2000, à 84 % en 2001.

La capacité devrait augmenter de 360 millions de pi<sup>3</sup> par jour à Kingsgate en 2002, de 200 millions de pi<sup>3</sup> par jour à Huntingdon en 2003 et de 400 millions de pi<sup>3</sup> par jour à St. Stephen en 2004.

Par région, les exportations brutes vers le Midwest sont celles qui ont augmenté le plus en 2001. L'augmentation de 23 % des exportations ou les 313 milliards de pi<sup>3</sup> de plus exportés en 2001 peuvent être attribués à la première année complète en service du gazoduc d'Alliance Pipeline (point d'exportation : Elmore).

Les accroissements des exportations vers le Midwest ont été compensés par les diminutions des exportations vers l'Ouest et vers le Nord-Est des États-Unis, lesquelles exportations ont diminué de 85 et de 91 milliards de pi<sup>3</sup> respectivement.

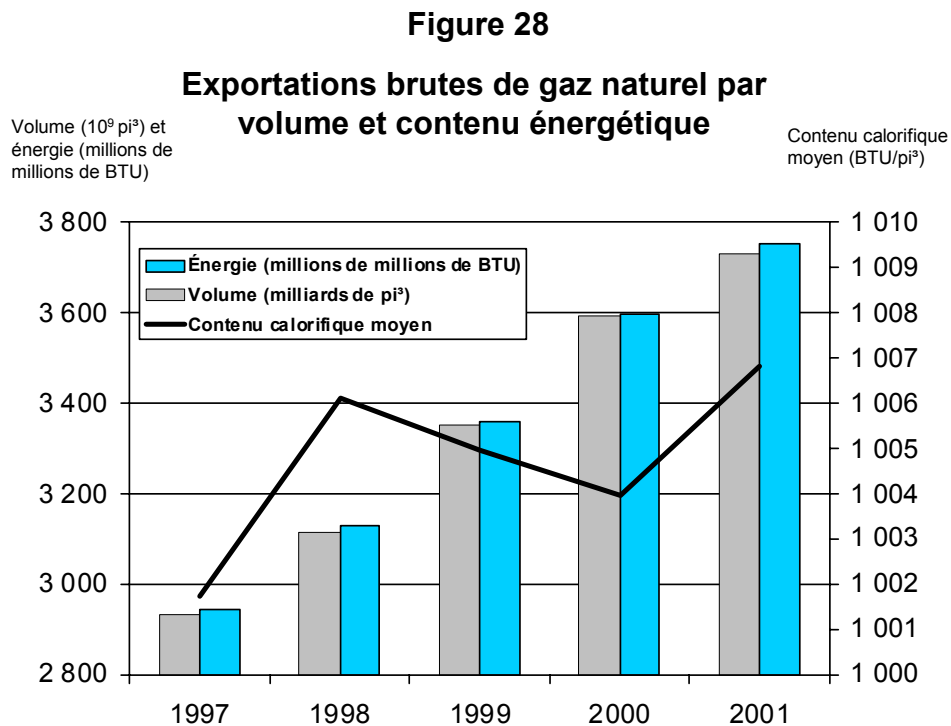


Source : ONÉ

Aux États-Unis, l'énergie est communément exprimée en millions de BTU (ou millions de British thermal units ou unités thermiques britanniques). Un million de BTU équivaut approximativement à 1 000 pi<sup>3</sup>. L'unité de vente commune au Canada est le Gigajoule (GJ), qui équivaut approximativement à 0,948 million de BTU.

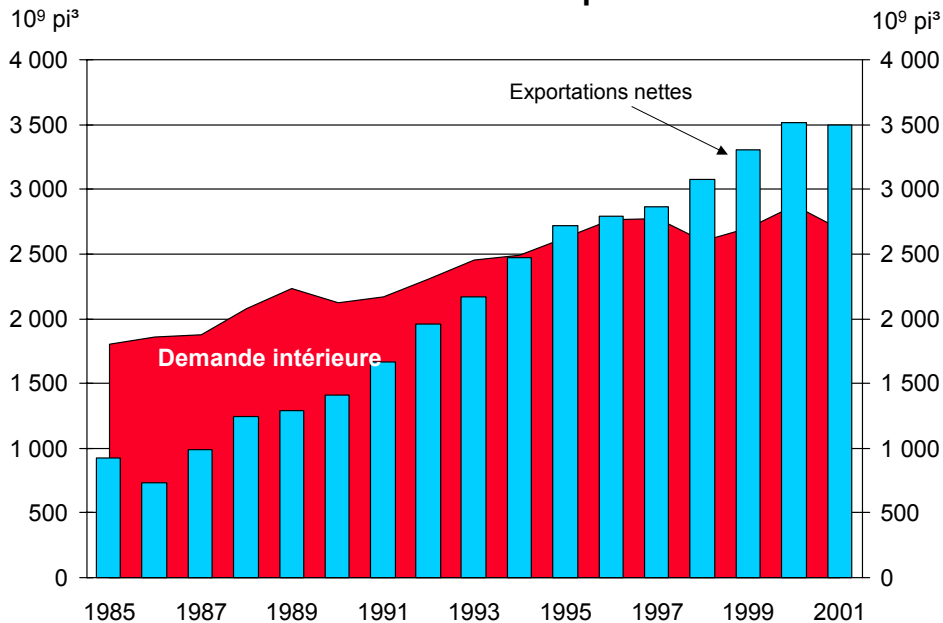
En général, plus le contenu thermique moyen est grand, plus la différence entre l'énergie exportée et le volume de gaz exporté est grande.

Étant donné les exportations de gaz à fort contenu en BTU par le gazoduc d'Alliance Pipeline, la quantité totale d'énergie exportée a augmenté légèrement plus que le volume de gaz exporté.



Source : ONÉ

**Figure 29**  
**Demande intérieure et exportations nettes**



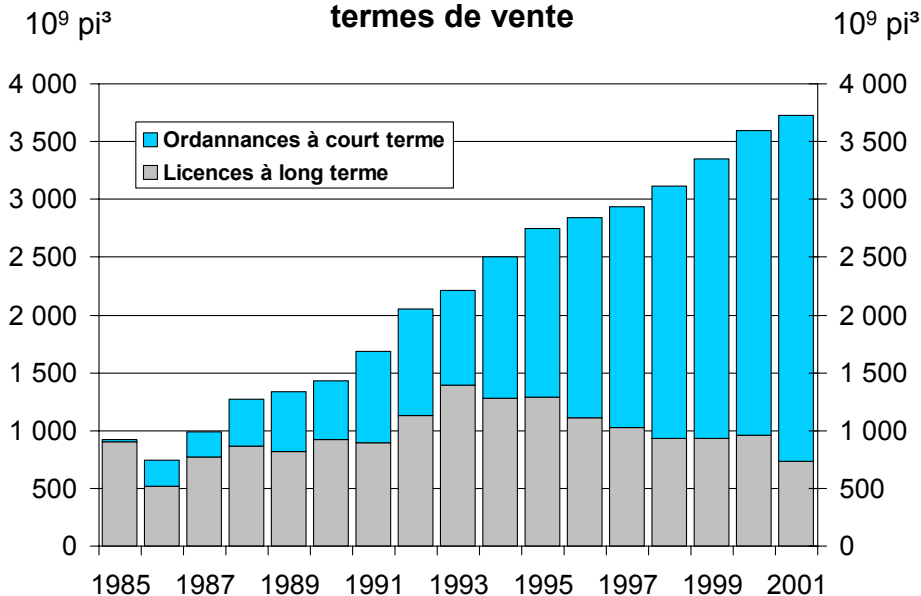
Sources : ONÉ, estimations de RNCan, Statistique Canada

Les ventes ont diminué sur le marché intérieur en 2001. La demande intérieure a diminué de 188 milliards de pi<sup>3</sup> ou de 7 % en raison du ralentissement de l'économie et de l'adoucissement de la température.

En 2001, les exportations nettes ont diminué de 11 milliards de pi<sup>3</sup>, cette baisse étant la première depuis 1986.

En 2001, les ventes à l'exportation nettes ont représenté plus de 55 % du total des ventes de gaz naturel canadien.

**Figure 30**  
**Exportations brutes de gaz naturel selon les termes de vente**



Source : ONÉ

L'ONÉ doit approuver les termes des contrats d'exportation, par l'octroi d'une licence à long terme ou par une ordonnance à court terme (deux ans ou moins).

La structure contractuelle des exportations canadiennes continue d'évoluer davantage vers les contrats à court terme et moins vers les licences à long terme.

En 2001, la proportion de gaz canadien exporté dans le cadre d'ordonnances à court terme a augmenté sensiblement pour se situer à environ 80 % par rapport à 73 % en 2000.

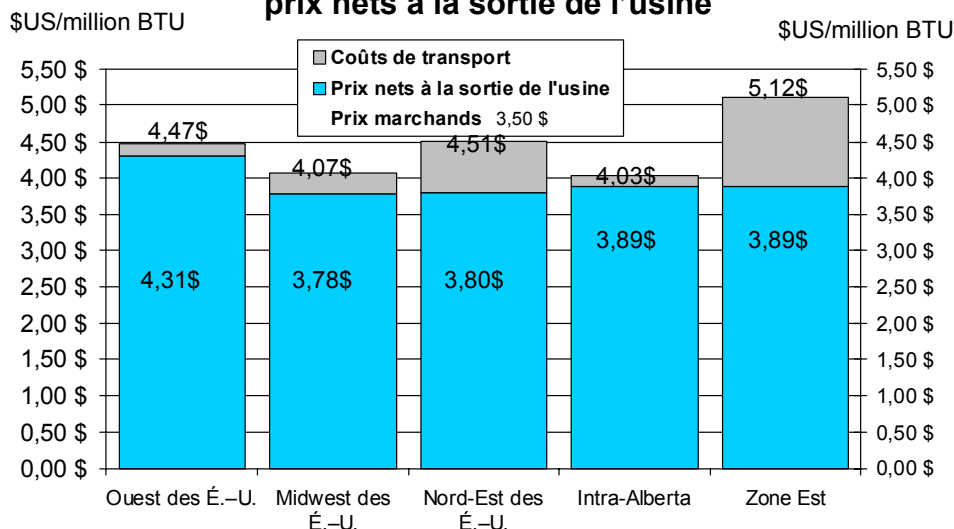
L'accroissement des ordonnances à court terme observé en 2001 est en grande partie attribuable aux volumes accrus de gaz transportés dans les réseaux d'Alliance et MNP.

**Figure 31**  
**Prix du gaz, coûts de transport et prix nets à la sortie de l'usine**

La figure montre les prix du gaz naturel en vigueur sur divers marchés. Pour les marchés d'exportation, le prix indiqué est le prix à la frontière internationale.

En soustrayant les coûts de transport des prix marchands (chiffres du haut), on obtient les prix nets à la sortie de l'usine (chiffres du bas).

En 2001, les prix nets à la sortie de l'usine les plus élevés ont été enregistrés dans l'Ouest des États-Unis. Les prix nets s'équivalaient dans les autres marchés.



**Sources :** Friedenberg, ONÉ, estimations de RNCAN, Statistique Canada. **Nota :** Les prix dans la zone Est correspondent à des prix nets à terme, c'est-à-dire AECO plus droits correspondant à des taux d'utilisation de 100 % vers la zone Est.

**Tableau 9**  
**Prix sur le marché intérieur et à l'exportation**

Les prix intérieurs canadiens et les prix des exportations à la frontière internationale canadiens ont suivi de près le prix NYMEX en 2001.

Les prix du gaz naturel à l'exportation se sont établis en moyenne à 4,30 \$US/million de BTU en 2001, ce qui représente une augmentation de 12 % par rapport à 2000.

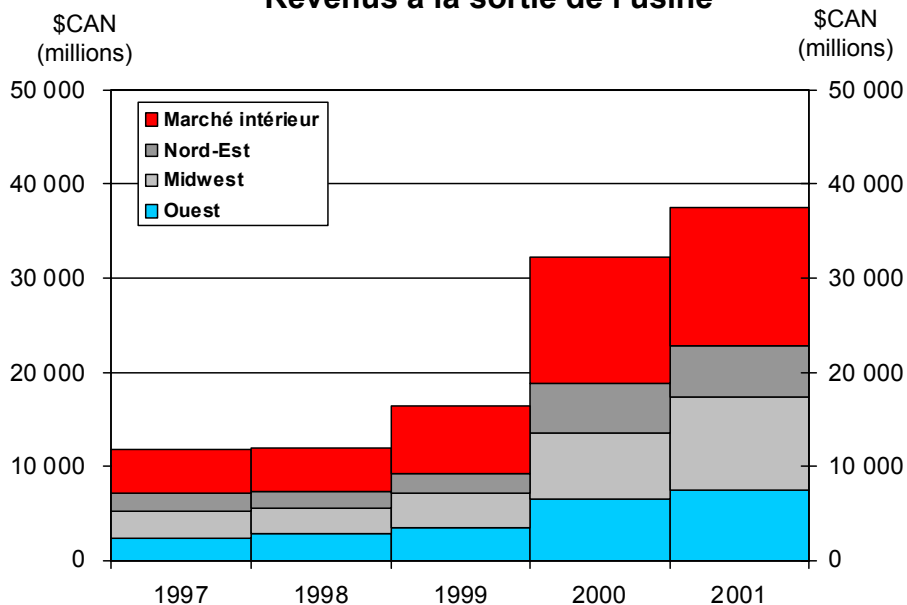
Au Canada, les prix au comptant AECO exprimés en \$US le million de BTU ont augmenté de 19 % en 2001.

Mois	Prix à l'exportation à la frontière internationale				Prix américains	Marchés canadiens			
	Ouest \$US/10 <sup>6</sup> BTU	MW \$US/10 <sup>6</sup> BTU	N.-É. \$US/10 <sup>6</sup> BTU	Moyenne \$US/10 <sup>6</sup> BTU		NYMEX \$US/10 <sup>6</sup> BTU	AECO \$CAN/GJ	AECO \$US/10 <sup>6</sup> BTU	Huntingdon \$US/10 <sup>6</sup> BTU
2001									
Janvier	9,90 \$	9,11 \$	8,87 \$	9,26 \$	9,98 \$	13,78 \$	9,55 \$	14,20 \$	9,88 \$
Février	6,96 \$	6,02 \$	5,99 \$	6,30 \$	6,29 \$	9,57 \$	6,63 \$	6,96 \$	7,21 \$
Mars	5,54 \$	4,97 \$	4,94 \$	5,15 \$	5,00 \$	7,32 \$	4,96 \$	5,21 \$	4,93 \$
Avril	5,48 \$	5,16 \$	5,07 \$	5,24 \$	5,38 \$	7,66 \$	5,19 \$	5,34 \$	5,24 \$
Mai	5,42 \$	4,58 \$	4,58 \$	4,84 \$	4,89 \$	6,81 \$	4,66 \$	5,19 \$	4,98 \$
Juin	4,24 \$	3,69 \$	3,90 \$	3,89 \$	3,74 \$	5,28 \$	3,61 \$	3,90 \$	3,77 \$
Juillet	2,83 \$	2,99 \$	3,44 \$	3,05 \$	3,18 \$	4,40 \$	3,03 \$	2,70 \$	2,55 \$
Août	2,64 \$	2,94 \$	3,42 \$	2,97 \$	3,17 \$	3,58 \$	2,45 \$	2,38 \$	2,40 \$
Septembre	2,27 \$	2,17 \$	2,81 \$	2,35 \$	2,30 \$	3,05 \$	2,06 \$	2,17 \$	2,11 \$
Octobre	1,78 \$	1,90 \$	2,65 \$	2,04 \$	1,83 \$	2,10 \$	1,41 \$	1,37 \$	1,34 \$
Novembre	2,63 \$	2,80 \$	3,17 \$	2,85 \$	3,20 \$	3,94 \$	2,61 \$	2,76 \$	2,72 \$
Décembre	2,65 \$	2,38 \$	2,97 \$	2,61 \$	2,32 \$	3,39 \$	2,25 \$	2,67 \$	2,40 \$
<b>Moyenne 2001</b>	<b>4,47 \$</b>	<b>4,07 \$</b>	<b>4,51 \$</b>	<b>4,30 \$</b>	<b>4,27 \$</b>	<b>5,91 \$</b>	<b>4,03 \$</b>	<b>4,57 \$</b>	<b>4,13 \$</b>
Moyenne 2000	3,77 \$	3,70 \$	4,15 \$	3,85 \$	3,89 \$	4,81 \$	3,40 \$	4,15 \$	3,34 \$
<b>Changement %</b>	<b>19 %</b>	<b>10 %</b>	<b>9 %</b>	<b>12 %</b>	<b>10 %</b>	<b>23 %</b>	<b>19 %</b>	<b>10 %</b>	<b>24 %</b>

Sources : Friedenberg, ONÉ, estimations de RNCAN



**Figure 32**  
**Revenus à la sortie de l'usine**



**Sources :** Friedenbergh, ONÉ, estimations de RNCAn. **Nota :** Les revenus à la sortie de l'usine intérieurs ne sont que des estimations. Voir tableau 14, p. 54 pour plus de détails.

L'effet réuni de l'accroissement des exportations brutes et de l'accroissement des prix a propulsé les recettes des producteurs canadiens vers de nouveaux sommets.

Les recettes à la sortie de l'usine générés par les ventes à l'exportation ont augmenté de 16 % en 2001. Cet accroissement des recettes est attribuable principalement à la hausse des prix à l'exportation observée au début de 2001.

Soixante-douze pour cent des recettes d'exportation additionnels ont été générés dans le Midwest des États-Unis, où tout le gaz additionnel a été exporté en 2001 et où les prix ont aussi augmenté proportionnellement le plus.



# Perspectives à court terme

**Figure 33**

**Facteurs influençant le prix du gaz naturel**

À court terme (jusqu'en 2003), les prix du gaz naturel devraient être déterminés par les facteurs énumérés à droite.

La présente section compare l'état de ces déterminants en 2001 aux niveaux normaux ou aux niveaux extrêmes passés.

On peut ainsi avoir une idée des tendances à court terme sur le marché.

**Côté de la demande**

- Degrés-jours de chauffage (température)
- Stockage (injections passées et température passée)
- Prix du pétrole (déterminé en partie par la température)
- Production industrielle/demande de gaz à des fins de transformation industrielle (demande déterminée en partie par la température)
- Production d'électricité à partir du gaz (température, précipitations dans les réservoirs d'eau, degrés-jours de réfrigération l'été, degrés-jours de chauffage l'hiver). Des restrictions sur les autres combustibles comme le pétrole et le charbon pour des raisons de lutte contre la pollution peuvent aussi entrer en jeu.

**Côté de l'offre**

- Capacité de production de gaz (forages passés, forages complétés et reconditionnement des puits)
- Niveaux de forage récents
- Stockage
- Réserves sous-utilisées (par exemple, Rocheuses américaines)
- Construction de pipeline dans de nouvelles régions productrices ou dans des régions productrices sous-utilisées
- Réductions associées à la température (par exemple puits gelés, puits fermés en raison d'ouragans)

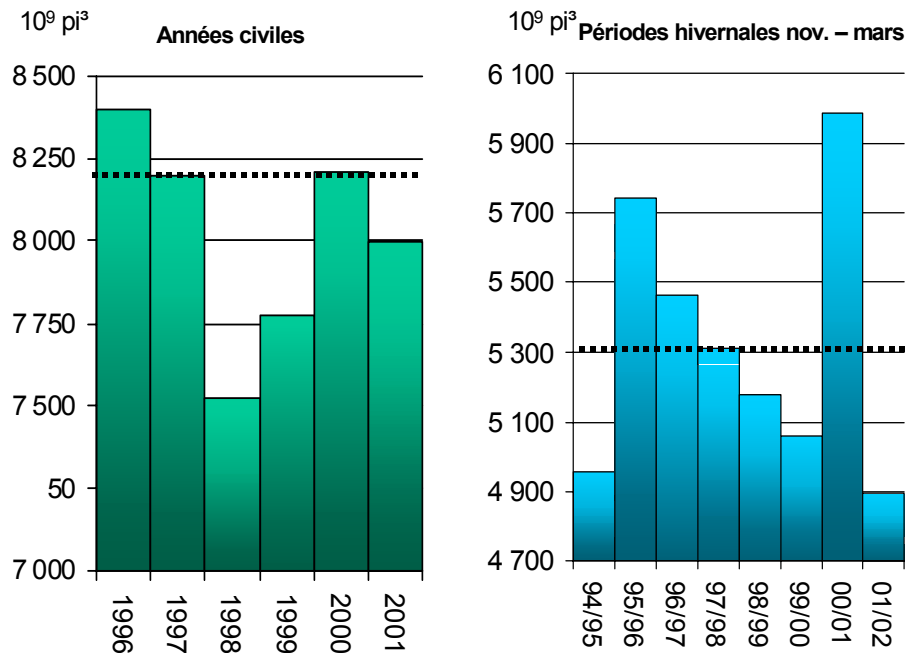
En commençant par la demande, cela fait plusieurs années que le marché nord-américain n'a pas eu d'année civile vraiment froide et que la demande sur le marché captif n'a pas été vraiment forte. La demande annuelle normale sur le marché captif américain serait de l'ordre de 8 200 milliards de pi<sup>3</sup> (ligne pointillée).

Pour les mois d'hiver de novembre à mars, l'hiver 2000-2001 a été froid et l'hiver 2001-2002 a été chaud. La demande hivernale normale sur le marché captif américain est d'environ 5 300 milliards de pi<sup>3</sup> (ligne pointillée).

Comme la demande sur le marché captif a été inférieure à la normale au cours de l'année civile 2001 et du dernier hiver, il est probable qu'elle augmentera en 2002 et au cours de l'hiver 2002-2003.

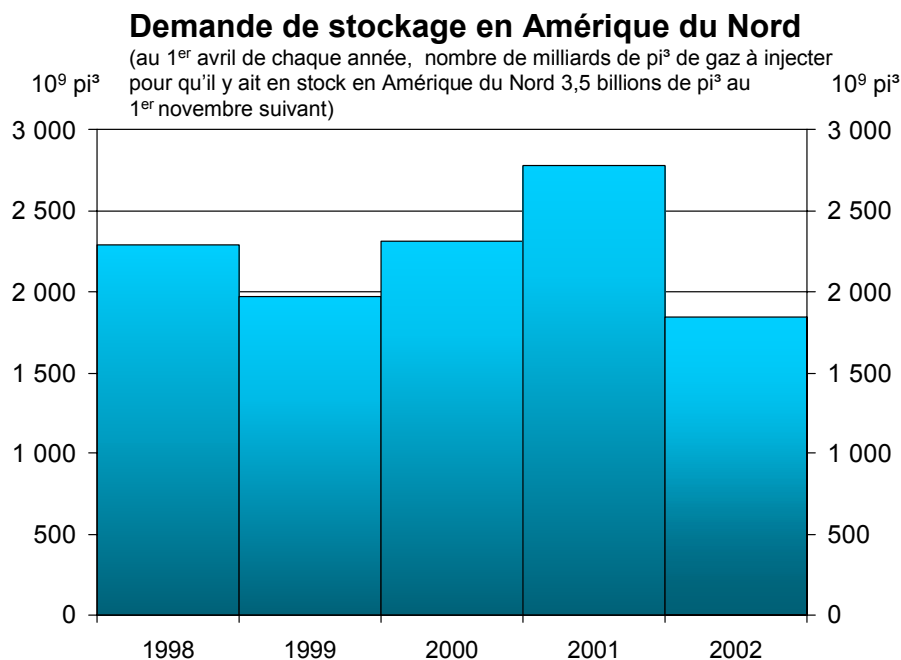
**Figure 34**

**Demande du marché captif américain**



Source : EIA

**Figure 35**



Sources : AGA, ACG

Étant donné les niveaux de stockage de gaz nord-américains au 1<sup>er</sup> avril 2002, il faudra injecter seulement 1 844 milliards de pi<sup>3</sup> dans les niveaux de stockage pour atteindre 3,5 billions de pi<sup>3</sup> en stock en Amérique du Nord le 1<sup>er</sup> novembre 2002, comparativement à 2 750 milliards de pi<sup>3</sup> qu'il a fallu injecter au 1<sup>er</sup> avril 2001.

La « demande de stockage » sera beaucoup moins grande cet été par rapport aux années précédentes.

La demande de stockage pour l'été 2003 pourrait être complètement à l'opposé.

**Tableau 10**  
**Facteurs influençant la demande de gaz des secteurs non captifs**

	2000	2001	2002CDA
<b>Demande industrielle</b>			
Indice industriel É.-U. moyen, 1992=100	146	140	138 <sup>1</sup>
Prix du gaz NYMEX moyen É.-U., \$/10 <sup>6</sup> BTU	3,89 \$	4,27 \$	2,75 \$ <sup>2</sup>
Demande de gaz à des fins de transformation industrielle É.-U., 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	6 225	4 973	na <sup>3</sup>
Demande de gaz industrielle canadienne	1 083	996	na
<b>Demande à des fins de production d'électricité</b>			
Degrés-jours de réfrigération É.-U.	1 512	1 511	na
Production hydroélectrique É.-U., milliards kWh	273	211	na <sup>4</sup>
Demande de gaz à des fins de production d'électricité, É.-U., 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	6 330	6 670	na
Demande de gaz à des fins de production d'électricité, Canada, 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	268	251	na
<b>Changement de combustible</b>			
Prix du gaz NYMEX moyen É.-U., \$/10 <sup>6</sup> BTU	3,89 \$	4,27 \$	2,75 \$ <sup>2</sup>
Prix du mazout résiduel É.-U., \$/10 <sup>6</sup> BTU	3,77 \$	3,13 \$	2,69 \$ <sup>5</sup>
Différence entre le prix du gaz et le prix du pétrole	0,12 \$	1,14 \$	0,06 \$

Sources : EIA, Département du commerce des États-Unis, Friedenber, NOAA.

Nota : 1- Au premier trimestre de 2002, il a augmenté à un taux annuel de 2,5 % 2 - En mai 2002. Toutefois, en juin les prix sont de 3,75 \$. S'ils demeurent à ce niveau, le prix moyen sera de 3,33 \$ en 2002.

3 - Une certaine reprise de la demande est largement prévue. 4 - À cause du temps plus pluvieux dans l'Ouest, une certaine reprise de la production hydroélectrique est prévue. 5 - En mai 2002.

La demande de gaz naturel des secteurs non captifs (secteur industriel et secteur de la production d'électricité) est déterminée par divers facteurs. Il se fait aussi de la substitution de combustible en fonction des prix dans ces secteurs.

En raison de la baisse des prix du gaz en 2002 et de l'amélioration de l'écart entre les prix du gaz et les prix du pétrole, il semble probable que la demande de gaz naturel va reprendre dans une certaine mesure dans les secteurs non captifs en 2002.

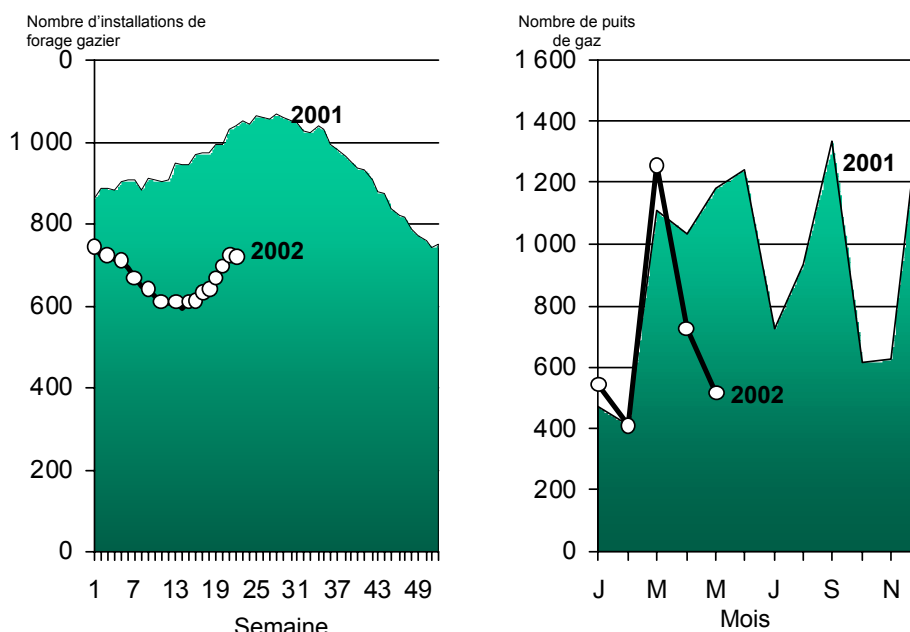
### Figure 36

#### Tendances des forages gaziers au Canada et aux États-Unis

En ce qui concerne l'offre, les forages gaziers canadiens et américains sont inférieurs en ce début de 2002 aux niveaux enregistrés l'an passé.

Le ralentissement des forages est généralement considéré comme un facteur négatif pour l'offre de gaz et comme un facteur positif pour les prix du gaz.

Toutefois, les prix du gaz ont augmenté dernièrement, ce qui pourrait inciter à accroître le nombre de forages.



Sources : Baker Hughes, Daily Oil Bulletin

Divers projets visant à accroître la capacité pipelinrière affectée au transport du gaz à partir des États des Rocheuses, c'est-à-dire du Wyoming, du Colorado et de l'Utah, sont proposés, soumis ou en construction. Ces États sont considérés comme ayant une capacité de production inexploitée (étant donné les prix faibles dans les Rocheuses et l'augmentation de la production de 10 % enregistrée dans les trois États susmentionnés en 2001).

Il y aura quatre terminaux de réception de GNL aux États-Unis en 2002, d'une capacité totale de réception et d'envoi d'environ 1 050 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz par an. Il s'agit d'un volume beaucoup plus élevé que les niveaux des importations de GNL récents.

### Tableau 11

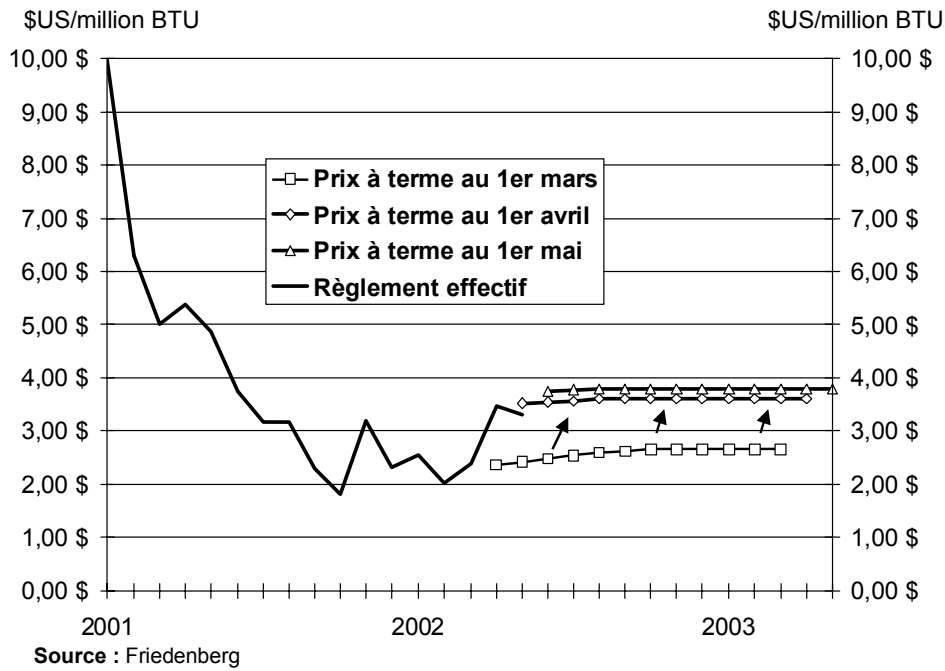
#### Possibilité d'accroissement des approvisionnements à court terme

Entreprise	Point de réception	Point de livraison	Capacité d'expansion (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> /jour)	Date d'entrée en service	Situation
Trailblazer	Wyoming	Nebraska	324	Milieu de 2002	En construction
Kern River 2002	Wyoming	Californie	125	Mai 2002	En construction
Kern River 2003	Wyoming	Californie	900	Mai 2002	Demande faite à la FERC
Colorado Interstate	Colorado	Colorado	282	N/D	Approuvé pour la FERC
Western Frontier	Colorado	Kansas	540	Nov. 2003	Demande faite à la FERC
Southern Trails	Utah	Californie	120	Juil. 2002	En construction
<b>L</b>			<b>2 291</b>		

de réception de GNL	Entreprise	10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> reçus en 2001	Capacité de regazéification (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> /année)	Capacité de livraison (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> /jour)	Date d'entrée en service
Everett	Tractebel	N/D	160	450	En service
Cove Point	Williams	N/D	365	1 000	Milieu de 2002
Elba Island	El Paso	N/D	160	438	En service
Lake Charles	CMS	N/D	365	1 000	En service
<b>TAL</b>		<b>135</b>	<b>1 050</b>	<b>2 888</b>	

Source : EIA. Nota : L'installation d'Everett a reçu 99 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup> en 2000.

**Figure 37**  
**Prix à terme**



Les perspectives à court terme concernant les prix du gaz naturel, telles que les voient les acheteurs et les vendeurs sur le marché à terme du NYMEX, sont présentées dans la figure de gauche. À noter que la figure montre aussi l'évolution prévue des prix à terme du gaz à des dates différentes.

En mars 2002, on s'attendait à des hausses marquées du prix du gaz, en raison de la hausse des prix du pétrole au cours de la même période, de la reprise de la demande industrielle, de la demande à des fins de production d'électricité élevée et de la diminution des forages gaziers aux États-Unis.





# Perspectives jusqu'en 2010

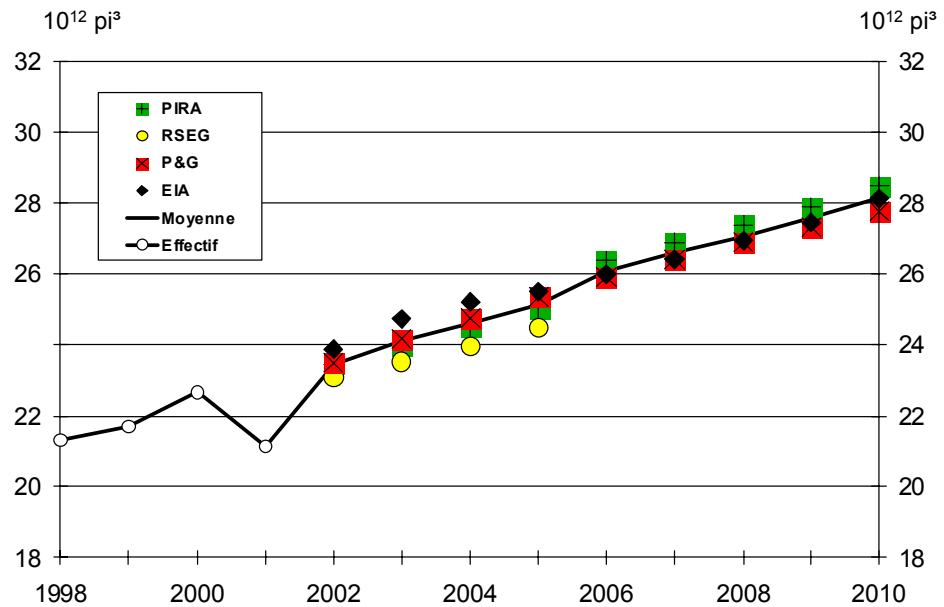
Demande de gaz naturel

**Figure 38**

**Prévisions de la demande de gaz naturel aux États-Unis**

La figure 38 présente quatre prévisions de la demande de gaz aux États-Unis ainsi que la moyenne des prévisions.

Selon la moyenne des prévisions, la demande de gaz américaine serait de 28 billions de pi<sup>3</sup> en 2010, ce qui représente une augmentation moyenne de 2,5 % par an.

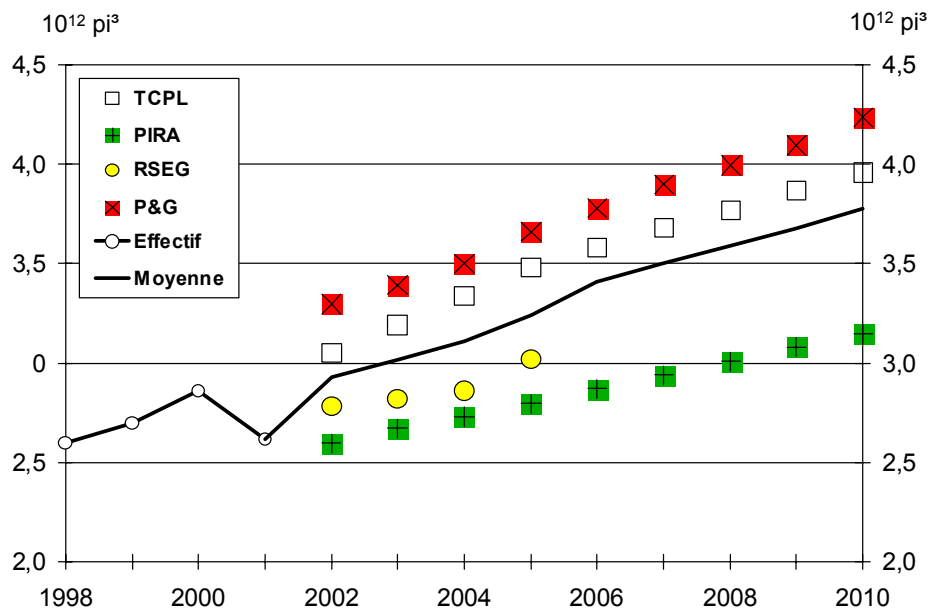


Sources : RSEG, EIA, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'EIA.

**Figure 39**

**Prévisions de la demande au Canada**

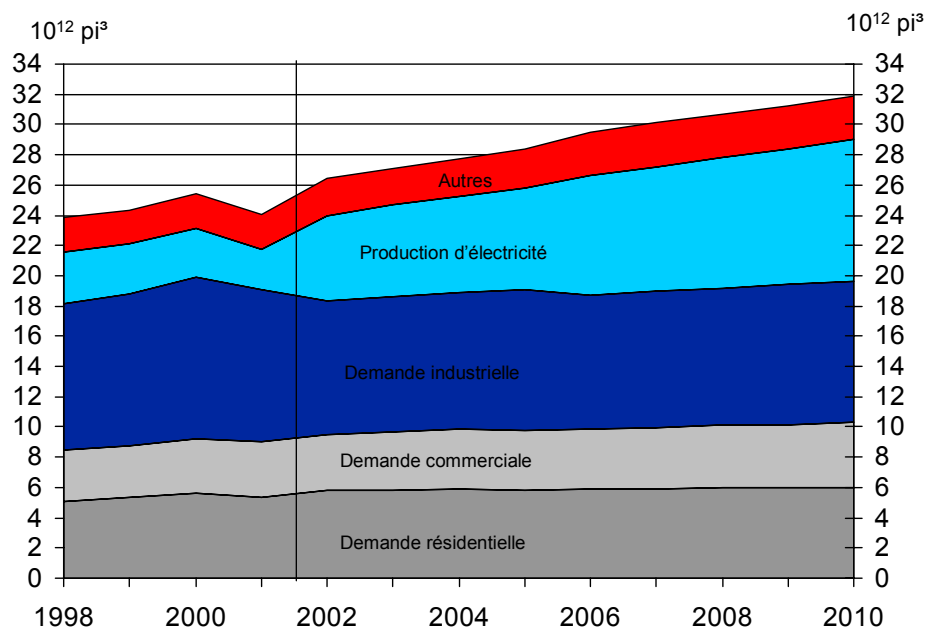
La figure 39 présente quatre prévisions de la demande de gaz au Canada. Selon la moyenne, la demande canadienne s'établirait à 3,8 billions de pi<sup>3</sup> en 2010, ce qui représente une augmentation moyenne de 3,8 % par an.



Sources : RSEG, PIRA, P&G Nota : Données historiques de Statistique Canada.

### Figure 40

#### Croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord



Lorsqu'on fait la somme de la demande canadienne et de la demande américaine, on obtient une prévision de la demande de gaz nord-américaine de 31,8 billions de  $\text{pi}^3$  en 2010. Comme le montre la figure de gauche, presque toute la croissance est attribuable à la production d'électricité.

Étant donné la demande de gaz effectivement enregistrée, de 24 billions de  $\text{pi}^3$  en 2001, cette prévision suppose que l'Amérique du Nord aura besoin de 7,8 billions de  $\text{pi}^3$  de gaz de plus en 2010.



# Perspectives jusqu'en 2010

Offre de gaz naturel

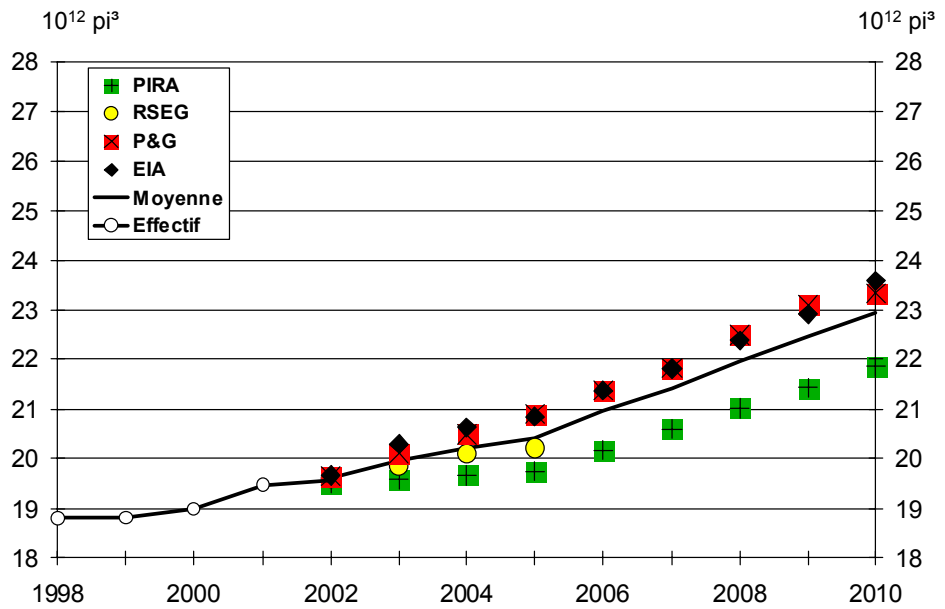
**Figure 41**

**Prévisions de la production de gaz naturel aux États-Unis**

La figure 41 présente quatre prévisions de la production de gaz américaine. La moyenne indique que la production américaine augmentera de 1,9 % par an au cours de la période pour atteindre 22,9 billions de pi<sup>3</sup>.

Il y a de nettes différences d'opinions concernant la production de gaz américaine. Certains prévisionnistes incluent le gaz du Nord dans leurs prévisions jusqu'en 2010.

Cette étendue de prévisions amène à conclure à une incertitude concernant l'approvisionnement américain chez les observateurs de l'industrie.



Sources : RSEG, EIA, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'EIA. Comprend les suppléments.

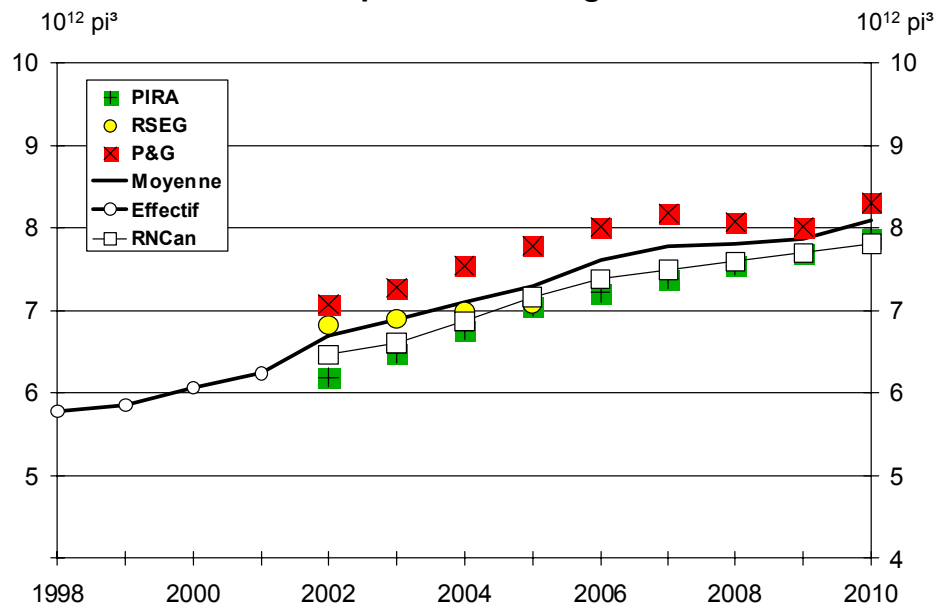
La figure 42 compare notre prévision de la production de gaz canadienne aux prévisions de trois autres organismes. D'après la moyenne des prévisions (excluant celle de RNCan), la production canadienne atteindra 8,1 billions de pi<sup>3</sup> en 2010.

Nous prévoyons que la production atteindra 7,9 billions de pi<sup>3</sup> en 2010, ce qui représente un accroissement annuel moyen de 2,8 %.

Notre prévision (RNCan) est fondée sur la capacité pipelinère existante ou en construction. Si une plus grande capacité est mise en œuvre, notre prévision sera en deçà de la réalité. On trouvera à la page 53 des renseignements supplémentaires sur la méthode utilisée par RNCan pour prévoir la production canadienne.

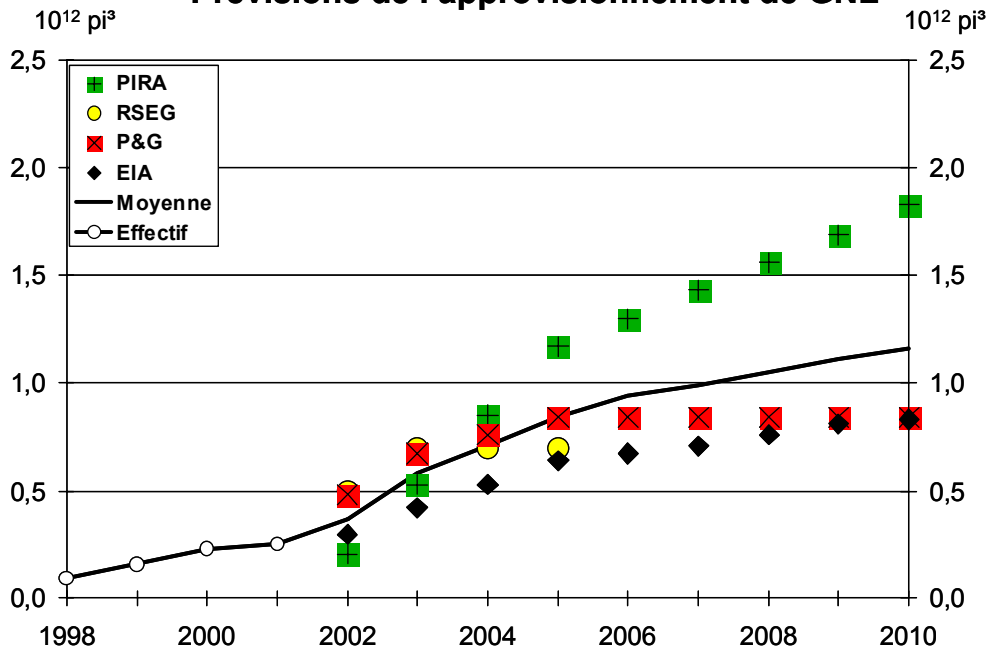
**Figure 42**

**Prévisions de la production de gaz naturel au Canada**



Sources : RSEG, PIRA, P&G, RNCan Nota : Données historiques de Statistique Canada.

**Figure 43**  
**Prévisions de l'approvisionnement de GNL**



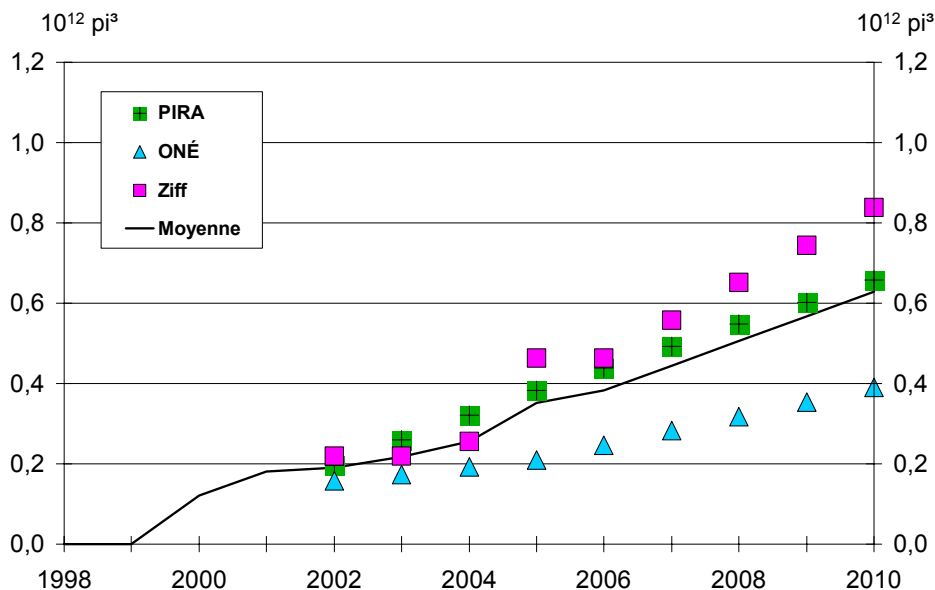
Sources : RSEG, EIA, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'EIA.

Une moyenne des diverses prévisions indique que les importations américaines de GNL atteindront 1,16 billion de pi³ (1 160 milliards de pi³) en 2010.

Cette croissance marquée des importations de GNL est en partie attribuable à la réactivation en 2001 et en 2002 des terminaux de réception de GNL d'Elba Island et de Cove Point.

**Figure 44**

**Prévisions de l'approvisionnement provenant du Plateau néo-écossais**



Sources : ONÉ, PIRA, Ziff Nota : Données historiques de l'OCNÉHE. Prévisions de PIRA et de Ziff faites en 2001 et 2002, respectivement. Les prévisions de l'ONÉ remontent à 1999.

Comme pour le GNL, la production du Plateau néo-écossais, quoique faible en termes absolus, est une source importante de l'approvisionnement de gaz supplémentaire nord-américain. Plusieurs prévisions de la production provenant de l'ensemble du Plateau néo-écossais sont présentées.

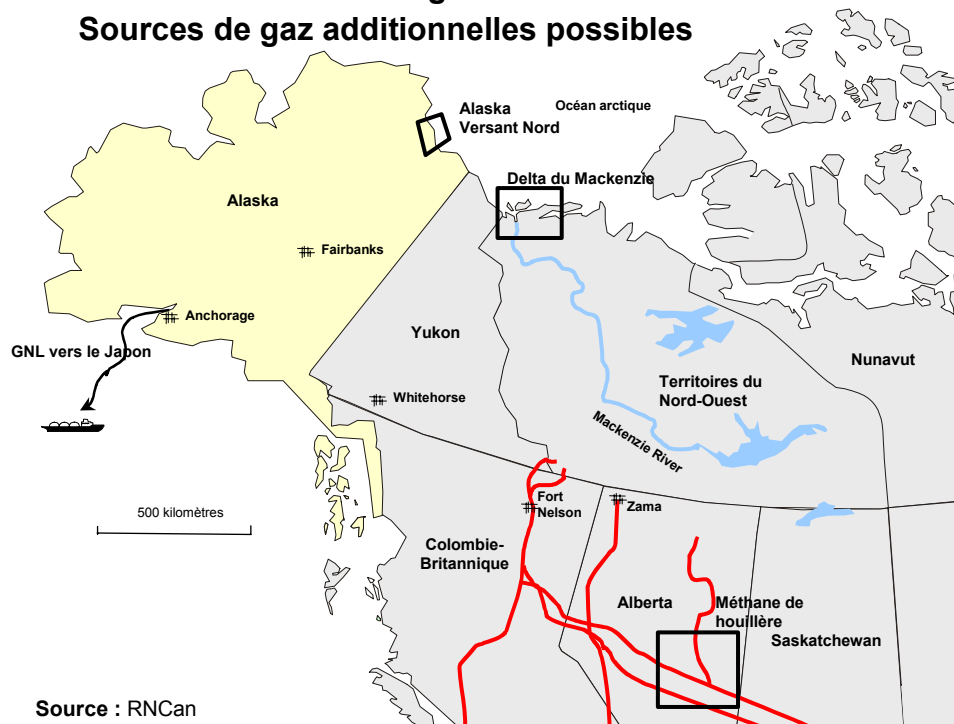
Les prévisions de production plus élevées incluent plusieurs annonces : premièrement, le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable met en valeur les champs Alma et South Venture, et la production devrait commencer en 2003 et en 2004; deuxièmement, PanCanadian annonce sa décision de commencer l'exploitation en 2005 du champ qu'elle a découvert à Deep Panuke.

Les autres sources possibles d'approvisionnement gazier incluent le gaz du Nord et le méthane de houillère canadien (MH).

Comme aucune demande de construction de gazoduc n'a été faite jusqu'ici, nombre de prévisions faites jusqu'en 2010 n'incluent pas de gaz du Nord.

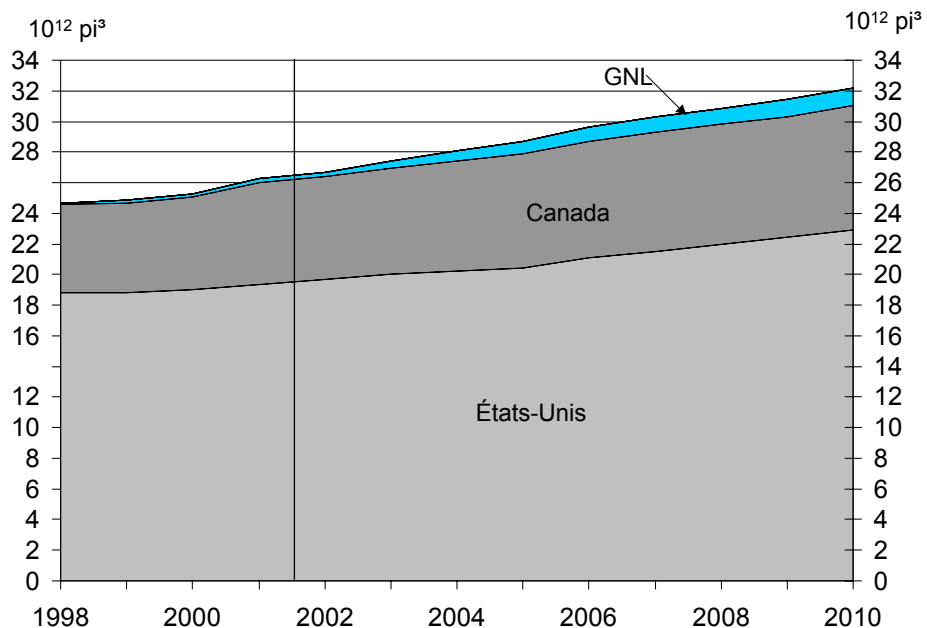
Plusieurs projets pilotes relatifs au MH sont en cours en ce moment en Alberta. EnCana et des partenaires exploitent actuellement 58 puits pilotes dans le bloc de Palliser et prévoient forer 250 autres puits plus tard en 2002. EnCana prévoit que les débits des puits vont varier entre 30 000 et 250 000 pi<sup>3</sup> par jour.

**Figure 45**  
**Sources de gaz additionnelles possibles**



**Figure 46**

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





# Perspectives jusqu'en 2010

Prix du gaz naturel

Figure 47

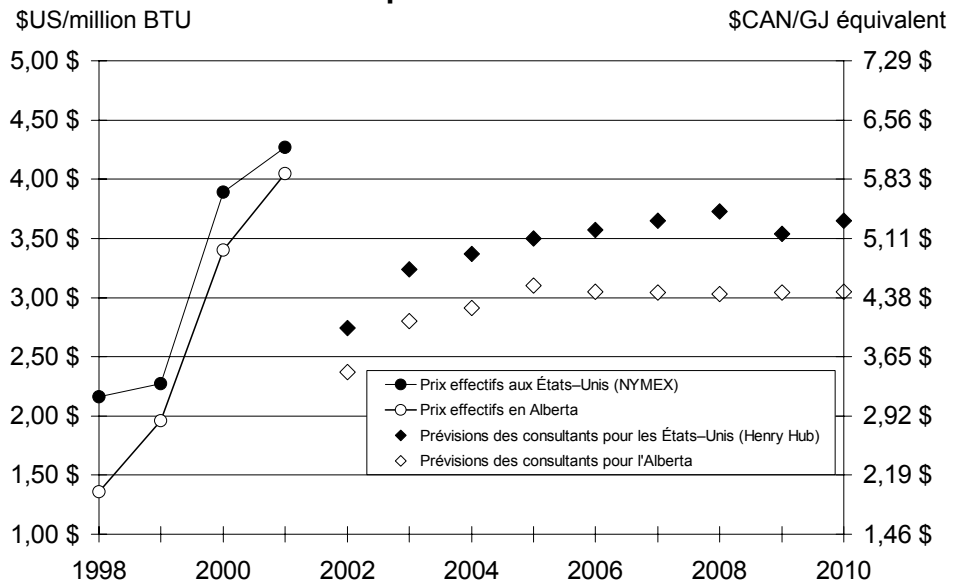
Un éventail d'opinions de l'industrie révèle qu'on s'attend à ce que la moyenne des prix américains (en dollars historiques) diminue par rapport aux sommets enregistrés en 2000 et 2001. Les prix devraient diminuer pour s'établir à environ 2,75 \$ cette année (2002), puis remonter d'environ 4 % par an pour atteindre 3,65 \$ en 2010.

Comparativement à notre enquête de l'année dernière, les prévisions relatives aux prix américains se sont relevées de nouveau. L'an dernier, le prix moyen prévu pour 2010 était de 3,50 \$.

Dans l'intervalle, les prix devraient diminuer en Alberta pour s'établir à 2,37 \$US par million de BTU en 2002 (3,57 \$CAN/GJ) puis remonter jusqu'en 2005 pour se stabiliser à 3,05 \$US/million de BTU ou 4,40 \$CAN/GJ environ.

La figure de droite utilise les prévisions relatives au prix moyen américain et au prix moyen canadien pour calculer les écarts futurs entre ces prix. Les écarts devraient demeurer de l'ordre de ceux observés ces quatre dernières années.

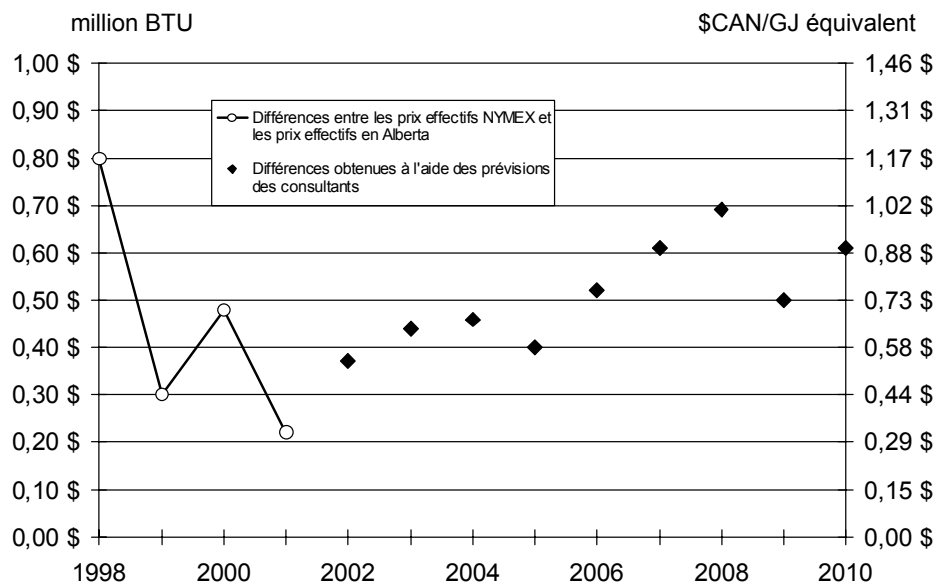
Prévisions des prix aux États-Unis et au Canada



Nota : Les prix prévus correspondent à la moyenne des prévisions faites par 3 sociétés de consultants, à savoir Petroleum Industry Research Associates, Purvin & Gertz, et le groupe Ross Smith Energy Group. Dollars historiques.

Figure 48

Différences de prix entre les États-Unis et le Canada

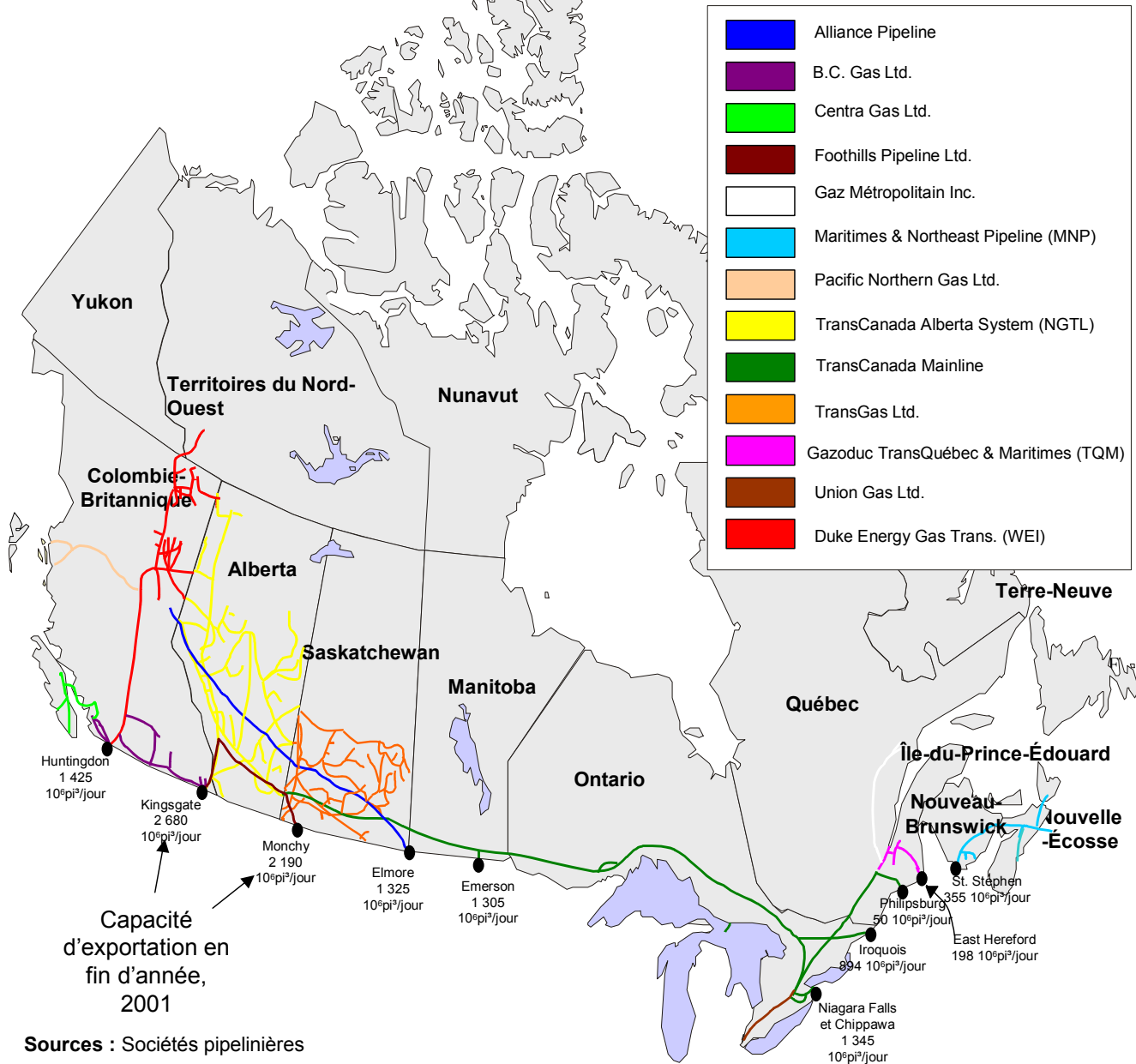


Nota : Les différences prévues correspondent à la moyenne des prévisions faites par 3 sociétés de consultants, à savoir Petroleum Industry Research Associates, Purvin & Gertz, et le groupe Ross Smith Energy Group. Dollars historiques.

# Perspectives jusqu'en 2010

Ventes canadiennes à l'exportation  
et sur le marché intérieur

**Figure 49**  
**Principaux pipelines de gaz naturel canadiens et**  
**capacité pipelinière d'exportation**



L'emplacement des pipelines de gaz naturel (transport et distribution) au Canada ainsi que la capacité d'exportation en fin d'année aux principaux points frontaliers sont présentés sur la carte.

Le marché gazier canadien est desservi par sept principaux pipelines de transport (en l'occurrence ceux de Duke Energy Gas Transmission, TCPL, Foothills, Alliance, Union, TQM et MNP), qui sont aussi reliés au réseau pipelinier américain à neuf principaux points d'exportation.

TransCanada Pipelines est un des plus gros transporteurs de gaz en Amérique du Nord. En 2001, l'« Alberta System » a livré 11,1 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz par jour.

Kingsgate (à la frontière britanno-colombienne) et Monchy (à la frontière saskatchewanaise) étaient les plus gros points d'exportation sur le plan de la capacité à la fin de 2001.

Le plus récent point d'exportation est celui d'Elmore (Saskatchewan). Situé sur le réseau d'Alliance Pipeline, il est entré en service en novembre 2000.

**Tableau 12**  
**Capacité pipelinère d'exportation**

(10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour)	2000	2001		2002		2003		2004 - 2010	
	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année	Accroiss.	Capacité à la fin de l'année
Huntingdon (Westcoast) <sup>1</sup>	1 045		1 045		1 045	200	1 245		1 245
Huntingdon (User Pipes)	380		380		380		380		380
Kingsgate (TCPL/Foothills/ANG) <sup>2</sup>	2 582	98	2 680	360	3 040		3 040		3 040
<b>Total Ouest É.-U.</b>	<b>4 007</b>	<b>98</b>	<b>4 105</b>	<b>360</b>	<b>4 465</b>	<b>200</b>	<b>4 665</b>		<b>4 665</b>
Monchy (Foothills)	2 190		2 190		2 190		2 190		2 190
Emerson (TCPL)	1 305		1 305		1 305		1 305		1 305
Elmore (Alliance) <sup>3</sup>	1 325		1 325		1 325		1 325		1 325
Divers <sup>4</sup>	300		300		300		300		300
<b>Total Midwest É.-U.</b>	<b>5 120</b>		<b>5 120</b>		<b>5 120</b>		<b>5 120</b>		<b>5 120</b>
Iroquois (TCPL)	891		894		894		894		894
Niagara Falls (TCPL)	845		845		845		845		845
Chippawa (TCPL)	500		500		500		500		500
St. Stephen (MNP) <sup>5</sup>	355		355		355		355	400	755
E. Hereford (TCPL)	198		198		198		198		198
Cornwall (TCPL)	63		63		63		63		63
Phillipsburg (TCPL)	50		50		50		50		50
Highwater (TCPL) <sup>6</sup>	25		0		0		0		0
<b>Total Nord-Est É.-U.</b>	<b>2 973</b>		<b>2 966</b>	<b>360</b>	<b>2 966</b>		<b>2 966</b>	<b>400</b>	<b>3 366</b>
<b>Capacité totale (exportation)</b>	<b>12 100</b>	<b>98</b>	<b>12 191</b>	<b>1 373</b>	<b>12 551</b>	<b>200</b>	<b>12 751</b>	<b>400</b>	<b>13 151</b>

Sources : Sociétés pipelinères. À noter que la capacité à la fin de l'année, exprimée en 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/jour, représente les volumes quotidiens approximatifs contractuels qui pouvaient être livrés le dernier jour de l'année. Les additions de capacité sont habituellement achevées le 1<sup>er</sup> novembre.

Nota : 1 - L'addition à la capacité de Westcoast devrait être achevée le 1<sup>er</sup> novembre 2003. 2 - L'addition à la capacité de TCPL devrait être achevée le 1<sup>er</sup> novembre 2002. 3 - Alliance a une capacité de dépassement autorisée en moyenne de 212 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/jour qu'elle offre aux expéditeurs fermes. 4 - Divers, Midwest, d'exportation ayant une capacité supérieure à 500 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/jour. Ces points d'exportation n'étant pas destinés à une exploitation à des facteurs de charge élevés, des chiffres plus petits sont utilisés dans le tableau. 5 - Le point d'exportation de St. Stephen accommode en général 387 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>/jour, ce qui excède la capacité contractuelle. Expansion prévue pour le 1<sup>er</sup> trimestre de 2005. 6 - L'installation de Highwater est mis hors service en février 2001.

La capacité d'exportation physique totale a atteint 12 191 millions de pi<sup>3</sup> par jour à la fin de 2001.

Les expansions indiquées dans ce tableau ont toutes faites l'objet de demandes officielles auprès des organismes de réglementation. La plus grande est l'expansion que fera MNP en 2004 pour traiter les volumes provenant du projet Deep Panuke. D'autres expansions pourraient être faites.

La capacité d'exportation totale actuelle ne peut pas être exploitée à cent pour cent, en raison de l'approvisionnement gazier insuffisant. La capacité pipelinère est rarement utilisée à un facteur de charge de 100 %. Ces dernières années, le meilleur facteur de charge de la capacité d'exportation totale a été d'environ 95 %. On prévoit que le facteur de charge de la capacité d'exportation sera d'environ 85 % en 2002 et qu'il atteindra 93 % en 2010.

**Tableau 13**  
**Volumes exportés et ventes intérieures**

(10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010
Huntingdon (Westcoast)	423	402	356	324	354	364	380	400	458
Kingsgate (Foothills/ANG)	854	805	833	781	850	880	900	930	930
<b>Total, Ouest É.-U.</b>	<b>1 277</b>	<b>1 207</b>	<b>1 189</b>	<b>1 105</b>	<b>1 204</b>	<b>1 244</b>	<b>1 280</b>	<b>1 331</b>	<b>1 388</b>
Monchy (Foothills)	558	773	784	744	759	775	799	799	799
Emerson (TCPL)	485	487	491	390	405	414	438	462	476
Elmore (Alliance)			73	526	510	510	510	510	510
Divers	82	67	31	32	20	24	44	49	77
<b>Total, Midwest É.-U.</b>	<b>1 125</b>	<b>1 327</b>	<b>1 379</b>	<b>1 692</b>	<b>1 694</b>	<b>1 724</b>	<b>1 791</b>	<b>1 820</b>	<b>1 862</b>
Iroquois (TCPL)	318	357	363	319	326	326	326	326	326
Niagara Falls (TCPL)	305	361	423	326	324	324	324	324	324
Chippawa (TCPL)	44	44	37	54	41	43	44	46	55
St. Stephen (MNP)			117	141	141	141	221	300	300
E. Hereford (TCPL)		17	34	39	39	40	42	43	51
Cornwall (TCPL)	11	9	8	9	9	10	10	11	13
Napierville (TCPL)	17	19	19	33	27	22	22	22	22
Phillipsburg (TCPL)	5	6	8	6	6	7	7	8	10
Highwater (TCPL)	9	3	14	5					
<b>Total Nord-Est É.-U.</b>	<b>709</b>	<b>816</b>	<b>1 023</b>	<b>932</b>	<b>914</b>	<b>913</b>	<b>997</b>	<b>1 081</b>	<b>1 101</b>
<b>Total des exportations</b>	<b>3 111</b>	<b>3 349</b>	<b>3 591</b>	<b>3 728</b>	<b>3 811</b>	<b>3 881</b>	<b>4 068</b>	<b>4 232</b>	<b>4 351</b>
<b>Total, ventes intérieures</b>	<b>2 559</b>	<b>2 648</b>	<b>2 792</b>	<b>2 456</b>	<b>2 702</b>	<b>2 789</b>	<b>2 880</b>	<b>3 013</b>	<b>3 554</b>
<b>Total des ventes</b>	<b>5 670</b>	<b>5 997</b>	<b>6 383</b>	<b>6 184</b>	<b>6 513</b>	<b>6 669</b>	<b>6 948</b>	<b>7 245</b>	<b>7 905</b>

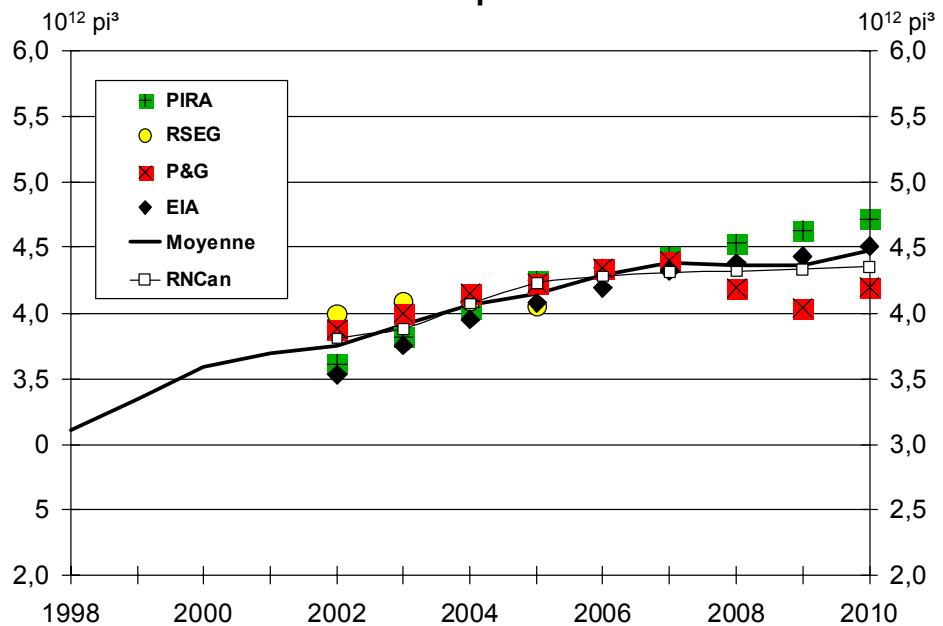
Source : RNCAN. Nota : Les ventes intérieures correspondent à la demande canadienne moins les importations. On suppose que les importations vont s'établir à 228 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup> par année entre 2002 et 2010.

Le tableau 13 présente nos estimations des ventes canadiennes de gaz à l'exportation et sur le marché intérieur. Cette prévision repose sur la prémisse que la capacité pipelinère d'exportation décrite ci-avant est utilisée à certains facteurs de charge, lesquelles proportions sont fondées sur des facteurs commerciaux, des facteurs de charge passés, etc.

Nous estimons que les exportations atteindront 4,4 billions de pi<sup>3</sup> en 2010. Advenant d'autres expansions en plus de celles indiquées dans le tableau 10, notre prévision des ventes à l'exportation pourrait bien être en deçà de la réalité.

Figure 50

Prévisions des exportations canadiennes



Sources : RSEG, EIA, RNCAN, PIRA, P&G Nota : Données historiques de l'ONÉ.

Notre prévision des ventes à l'exportation (4,4 billions de pi<sup>3</sup> en 2010) est légèrement inférieure à la moyenne des prévisions faites par les prévisionnistes que nous avons retenus.

Notre prévision ne suppose aucune autre expansion à la capacité d'exportation d'ici 2010, à part celles pour lesquelles des demandes ont déjà été déposées officiellement auprès des organismes de réglementation.

Le tableau 14 présente nos estimations des recettes des producteurs à la sortie de l'usine jusqu'en 2010, compte tenu des prévisions relatives aux prix du gaz, aux volumes vendus à l'exportation et aux ventes sur le marché intérieur.

Les recettes totales des producteurs à la sortie de l'usine ont augmenté de 16 % en 2001, pour atteindre un autre nouveau record. Toutefois, si les prévisions relatives aux prix et aux volumes se concrétisent, les recettes des producteurs diminueront de presque 40 % en 2002 et ne reviendront pas aux niveaux de 2001 au cours de la période envisagée.

Tableau 14  
Prévisions des recettes d'exportation et des recettes intérieures

TES À 'EXPORTATION	Volumes exportés bruts (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Prix américain NYMEX (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Prix à l'exportation, à la frontière internationale (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Prix net à l'exportation à la sortie de l'usine (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes d'exportation à la sortie de l'usine (millions \$CAN)
1998	3 111	2,16 \$	1,92 \$	1,58 \$	4 931 \$	7 317 \$
1999	3 349	2,27 \$	2,19 \$	1,88 \$	6 299 \$	9 348 \$
2000	3 593	3,89 \$	3,85 \$	3,52 \$	12 660 \$	18 931 \$
2001	3 728	4,27 \$	4,21 \$	3,94 \$	14 797 \$	22 759 \$
2002	3 811	2,74 \$	2,64 \$	2,34 \$	8 920 \$	14 159 \$
2005	4 232	3,50 \$	3,40 \$	3,10 \$	13 105 \$	20 801 \$
2010	4 351	3,65 \$	3,55 \$	3,25 \$	14 157 \$	21 451 \$

ENTÉS INTÉRIEURES	Ventes intérieures (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Prix albertain (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Prix net à la sortie de l'usine (\$US/10 <sup>6</sup> BTU)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$US)	Recettes intérieures à la sortie de l'usine (millions \$US)	TOTAL Recettes à la sortie de l'usine (millions \$US)
1998	2 559	1,36 \$	1,21 \$	3 116 \$	4 622 \$	11 939 \$
1999	2 648	1,96 \$	1,81 \$	4 815 \$	7 152 \$	16 500 \$
2001	2 456	4,03 \$	3,88 \$	9 531 \$	14 762 \$	37 521 \$
2002	2 702	2,37 \$	2,22 \$	6 011 \$	9 541 \$	23 700 \$
2005	3 013	3,10 \$	2,95 \$	8 887 \$	13 069 \$	33 871 \$
2010	3 554	3,05 \$	2,90 \$	10 292 \$	15 136 \$	36 587 \$

Les données historiques sur les exportations proviennent de l'ONÉ. 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 (voir rapport) et ont été calculés de la même façon. Les prix nets à l'exportation futurs sont censés correspondre aux prix NYMEX prévus (voir rapport) 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 : 0,63 \$US par \$CAN entre 2002 et 2005 et 0,66 \$US par \$CAN entre 2005 et 2010. À noter que les ventes intérieures sont censées correspondre à la demande canadienne moins les importations.

# Annexes

1. Demande du secteur industriel
2. Demande du secteur de la production d'électricité
3. Demande canadienne de gaz naturel
4. Exportations canadiennes de gaz naturel





## Annexe 1 : Demande du secteur industriel

### DÉFINITION DE LA DEMANDE INDUSTRIELLE

Cette annexe donne plus de détails sur l'effondrement de la demande de gaz naturel observé dans le secteur industriel en 2001. En 2001, la demande totale de gaz a été de 9 billions de pi<sup>3</sup> dans le secteur industriel américain et de 1 billion de pi<sup>3</sup> dans le secteur industriel canadien.

La demande de gaz industrielle aux États-Unis est définie comme suit par la US Energy Information Administration (EIA) :

le gaz utilisé pour le chauffage, pour la production d'électricité ou comme produit de départ ou charge chimique par les établissements manufacturiers ou par les entreprises engagées dans l'exploitation minière ou dans d'autres activités d'extraction minérale, ainsi que par les consommateurs des domaines de l'agriculture, de la foresterie et des pêches. Sont également inclus dans la consommation industrielle les volumes de gaz naturel utilisés pour la production d'électricité par les services autres que publics.

Comme nous l'avons noté dans notre rapport de l'an dernier, cette définition de la demande industrielle combine le gaz utilisé à des fins de fabrication et le gaz utilisé à des fins de production d'électricité.

Pour mieux comprendre la dynamique du marché du gaz, nous divisons la demande de gaz industrielle aux États-Unis en demande pour la production d'électricité et demande pour la « transformation industrielle ».

La demande de gaz destiné à la transformation industrielle comprend uniquement le gaz utilisé par des sociétés industrielles à des fins de chauffage de locaux, de production de chaleur de transformation ou comme produit de départ ou charge pétrochimique. Cette demande est calculée comme suit :

Demande de gaz destiné à la transformation industrielle = demande industrielle totale (EIA, Natural Gas Monthly) moins demande de gaz par des services n'ayant pas le statut de services publics (tableau 67, EIA, Electric Power Monthly).

La demande de gaz à des fins de transformation industrielle s'est élevée à 6,2 billions de pi<sup>3</sup> en 2000 aux États-Unis, mais à seulement 5 billions de pi<sup>3</sup> en 2001.

### EFFONDREMENT DE LA DEMANDE INDUSTRIELLE EN 2001

Le secteur industriel, qui englobe la construction, représente le gros de la variation de la production nationale observée au cours du cycle économique.

En 2001, la demande de gaz industrielle totale américaine a chuté de près de 6 %, ou de 543 milliards de pi<sup>3</sup>. Il s'agit d'une énorme baisse de la demande pour le marché nord-américain. Ce volume équivaut à la croissance de la demande de gaz nord-américaine totale au cours d'une année typique.

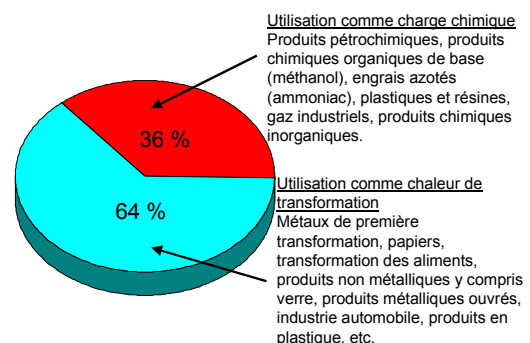
Les chiffres sont encore plus impressionnants quand on enlève les effets de la production d'électricité dans le secteur industriel. La demande de gaz industrielle à des fins de production d'électricité a augmenté en 2001. Si l'on ne considère que la demande de gaz à des fins de transformation industrielle, la diminution est spectaculaire, soit de 20 %, ou 1 252 milliards de pi<sup>3</sup>.

Cette baisse de la demande est attribuable à des prix du gaz naturel élevés. Reste maintenant à savoir si cette demande va revenir en tout ou en partie, à quelle vitesse et à quels prix. Pour jauger ces questions, nous examinons dans la présente annexe quelles industries manufacturières utilisent du gaz dans le secteur industriel et dans quelle mesure les prix du gaz influenceront sur la demande de gaz dans ces industries.

### GAZ UTILISÉ À DES FINS DE PRODUCTION DE CHALEUR DE TRANSFORMATION

De nombreuses industries utilisent le gaz naturel pour produire de la chaleur pour brûler, chauffer, sécher ou fondre des matières, dont l'industrie des pâtes et papiers (pour faire sécher le papier), l'industrie des produits du bois, l'industrie automobile (pour faire sécher la peinture), l'industrie sidérurgique (pour chauffer la ferraille), l'industrie du verre (pour faire fondre le verre), l'industrie de la transformation des aliments, l'industrie de l'incinération des déchets, etc. Ce type d'utilisation représente la part du lion de la

Utilisation industrielle du gaz aux États-Unis



Source : US 1998 Manufacturing Energy Consumption Survey (MECS).

## Annexes

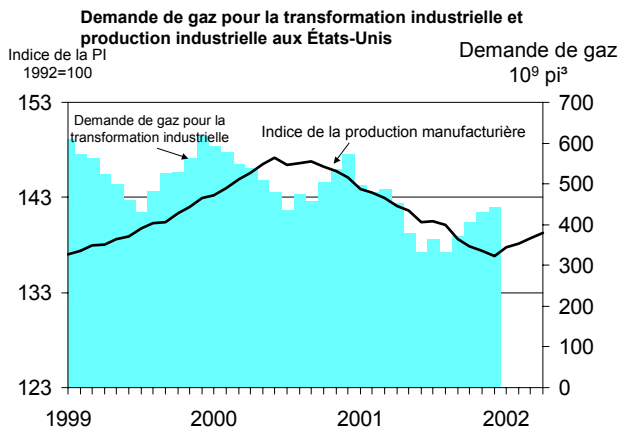
consommation de gaz naturel dans le secteur industriel, comme on peut le voir dans le graphique circulaire ci-dessous. Les diverses sortes de charges chimiques constituent l'autre grande utilisation du gaz.

Avec le ralentissement économique observé en 2001, beaucoup d'industries utilisant de la chaleur de transformation ont réduit leur consommation de gaz. Cette situation a été aggravée par les prix élevés du gaz.

La Réserve fédérale américaine recueille des données sur les tendances au niveau de la production industrielle américaine. Les chiffres indiqués plus bas comparent la demande américaine de gaz destinée à la transformation industrielle par rapport à l'indice de la production industrielle de la Réserve fédérale (1992 = 100), qu'on peut trouver sur le site Web suivant : [www.federalreserve.gov/releases/G17](http://www.federalreserve.gov/releases/G17) La production industrielle, qui diminue depuis le milieu de 2000, était très basse en 2001 et a recommencé à augmenter au début de 2002.

Il y a un lien net entre l'indice de la production industrielle et la demande de gaz à des fins de transformation industrielle. La demande de gaz à des fins de transformation industrielle est aussi très touchée par le climat, augmentant en hiver avec les besoins en chauffage des usines.

La production industrielle augmente en ce moment, mais elle est encore bien inférieure aux niveaux atteints en 2000. Par conséquent, la demande de gaz à des fins de transformation industrielle commence à reprendre, mais demeure quand même au-dessous des niveaux de 2000.



Source : Département du commerce des États-Unis, Statistical Release G-17, EIA

### INDUSTRIE DE L'AMMONIAC

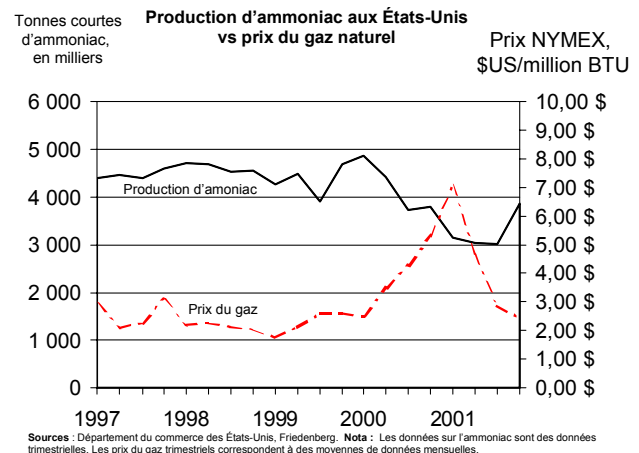
Le gaz naturel sert à faire de l'ammoniac anhydre, qui est une composante des engrais azotés. Il y avait 39 usines en exploitation aux États-Unis en 2001, et

10, au Canada, qui consomment environ 750 milliards de  $\text{pi}^3$  de gaz naturel par an.

La production d'ammoniac a été éprouvée par des prix du gaz élevés en 2000 et en 2001, avec le résultat qu'au début de 2001 40 % de la capacité de production d'ammoniac aux États-Unis était fermée. La plupart des usines ont réouvert leurs portes en février 2001, mais les usines d'ammoniac fonctionnent en général à des taux faibles toute l'année. Depuis trois ans, six usines d'une capacité de production d'ammoniac d'environ 2 000 000 tonnes par an ont été définitivement fermées. Aux taux de conversion de 33 000  $\text{pi}^3$  de gaz par tonne d'ammoniac, cela équivaut à environ 66 milliards de  $\text{pi}^3$  de gaz.

Comme le montrent les chiffres présentés en accompagnement, tandis que les prix du gaz naturel augmentaient, la production américaine d'ammoniac diminuait de façon marquée en 2000 et en 2001. La production américaine d'ammoniac a chuté de plus de 1 million de tonnes courtes en 2001, ce qui équivaut à une baisse de la demande de gaz naturel de 33 milliards de  $\text{pi}^3$  environ.

Tandis que des usines d'engrais nord-américaines fermaient leurs portes, les prix des engrais augmentaient. Toutefois, les importations américaines d'ammoniac ont aussi augmenté, de 29 %, pour passer de 4 278 à 5 513 tonnes courtes. Elles auraient même augmenté plus – l'information sur les importations américaines en provenance de Russie et d'Ukraine ayant été supprimée.



Dans une certaine mesure, la baisse de la demande de gaz dans l'industrie nord-américaine des engrais pourrait être permanente. La production a tendance à se déplacer vers de très grosses usines situées dans des pays où les approvisionnements en gaz sont bon marché, notamment la Trinité, le Qatar, l'Indonésie et la Malaisie.

### INDUSTRIE DU MÉTHANOL

Le gaz naturel est le principal intrant dans la fabrication du méthanol, dont l'utilisation est très répandue en chimie, notamment dans la composition de l'éther métyltertiobutilique, qui est un additif ajouté à l'essence.

Il y a 18 usines de méthanol aux États-Unis et trois au Canada, qui au total ont une capacité de production de méthanol de plus de 10 millions de tonnes par an.

À pleine capacité, ces usines consommeraient environ 280 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz naturel par an. Toutefois, certaines ont fermé leurs portes pour une période indéterminée, tandis que d'autres ont cessé leurs activités pour au moins une partie de 2001. On ne connaît pas exactement la production de méthanol, ni la consommation de gaz à cet égard. Toutefois, on estime qu'en 2001 la moitié de la capacité américaine de production de méthanol aurait été fermée (source : Banque de Réserve fédérale de Dallas, janvier 2001). Par conséquent, la demande de gaz a baissé considérablement dans cette industrie en 2001.

Comme dans le cas de l'ammoniac, la production de méthanol a tendance à se déplacer du Canada et des États-Unis vers des pays où les approvisionnements en gaz sont bon marché, notamment la Trinité, le Chili, l'Australie et la Nouvelle-Zélande.

## Annexes

### Annexe 2 : Demande du secteur de la production d'électricité

#### DÉFINITION DE LA DEMANDE DE GAZ DESTINÉ À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Cette annexe présente une vue d'ensemble générale du secteur américain de la production d'électricité, l'accent étant mis sur les tendances récentes et les tendances émergentes dans le domaine de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

L'Energy Information Administration (EIA) définit la production des services publics d'électricité (SPÉ) comme suit :

Comprend toutes les centrales des services publics d'électricité et de vapeur dont la capacité réunie est d'au moins 50 mégawatts.

Cela ne comprend pas toute la production d'électricité. D'après la définition de l'EIA, la demande industrielle inclut le gaz utilisé pour produire de l'électricité par les services autres que publics (voir l'annexe 1). Pour mieux comprendre la production d'électricité à partir du gaz naturel, nous définissons la « demande de gaz destiné à la production d'électricité » comme suit :

Demande de gaz destiné à la production d'électricité = demande de gaz SPÉ (Natural Gas Monthly, tableau 3) plus demande de gaz des services d'électricité qui n'ont pas le statut de services publics (Electric Power Monthly, tableau 68).

En enlevant la production d'électricité des services autres que publics de la demande industrielle et en l'incluant dans la production d'électricité, on peut mieux comprendre la dynamique des marchés du gaz par rapport à l'ensemble du secteur de la production d'électricité.

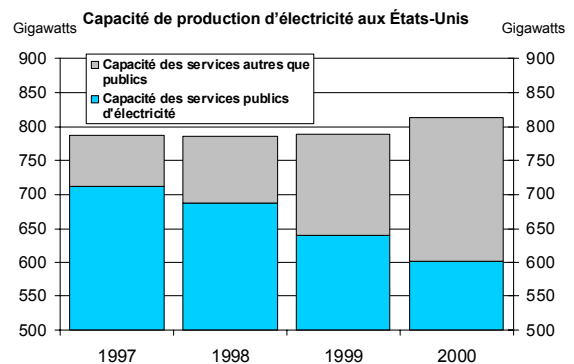
#### DÉRÉGLEMENTATION ET MODIFICATION STRUCTURELLE DU SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

L'industrie de la production d'électricité est la dernière à s'engager dans la déréglementation. Dans le passé, c'était des monopoles régionaux réglementés qui produisaient, transportaient et distribuaient l'électricité aux États-Unis. Ces dernières années, plusieurs États ont pris des mesures visant à permettre aux consommateurs de choisir leur fournisseur d'électricité. Si l'on en juge d'après la restructuration récente de l'industrie de l'électricité, de nombreux services publics d'électricité ont entrepris (depuis janvier 1998) de vendre leurs centrales électriques ou de les transformer en filiales non réglementées.

Entre 1997 et 2001, une capacité des services publics de plus de 150 000 MW a été vendue ou transférée au secteur non réglementé.

Quand c'est le cas, les données sur la demande de gaz relatives aux centrales électriques en question passent du Natural Gas Monthly (tableau 3) à l'Electric Power Monthly (tableau 68). Il importe de noter ce facteur quand on compare les tendances dans la demande des services publics d'électricité – en effet, les données passées ne reposent pas sur la même base que les données courantes.

En ce moment, la capacité des services autres que publics représente plus de 30 % de la capacité totale de l'industrie, ce qui représente une augmentation de 21 % par rapport à 1997. La majorité des reclassements ont eu lieu dans l'Illinois et en Pennsylvanie.



Source : EIA, Electric Power Annual **Note** : Les données se rapportant à 2001 ne sont pas encore disponibles.

Actuellement, les services publics représentent 70 % de la production totale. En 2001, les services publics ont produit 2 661 milliards de kWh d'électricité, ce qui représente une diminution de 355 milliards de kWh. Les services autres que publics ont produit 1 116 milliards de kWh d'électricité, ce qui représente une augmentation de 330 milliards de kWh. Par conséquent, la production nette a diminué de 23 milliards de kWh ou d'environ 1 %. Dans les services publics, le gaz naturel représente 10 % de la production nette. Dans les services autres que publics, il représente environ 35 % de la production totale. La répartition des entreprises d'électricité selon qu'elles sont des services publics ou des services autres que publics montre bien que l'industrie de l'électricité est en train de passer d'une activité réglementée à une activité non réglementée.

La capacité de production par source d'énergie fait voir un profil géographique : alimentation au pétrole importante dans l'Est, hydroélectricité dans l'Ouest et alimentation au gaz naturel dans le Sud côtier.

#### CROISSANCE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DU GAZ

Le secteur de la production d'électricité est le segment de l'industrie du gaz naturel qui a le plus progressé, représentant environ 30 % de la demande totale de gaz.

De 1990 à 2000, la production d'électricité à partir du gaz a augmenté en moyenne de 5 % par an, soit plus rapidement que la production totale d'électricité, qui a augmenté en moyenne de 2 % par an au cours de la même période.

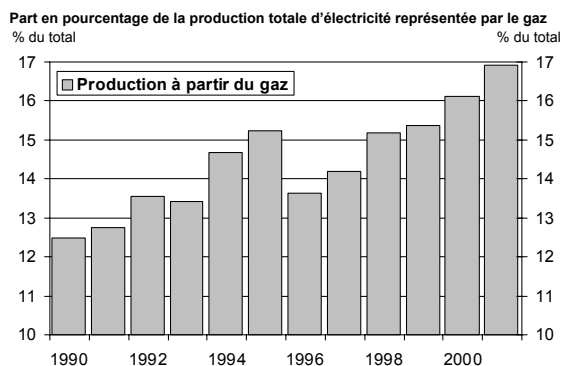
Au cours de la dernière décennie, il y a eu un déplacement marqué vers le gaz naturel dans le domaine de la production d'électricité. La part de la production totale représentée par le gaz naturel est passée de 12,5 %, en 1990, à 17 % en 2001.

En conséquence, la consommation de gaz à des fins de production d'électricité a augmenté de plus de 60 % depuis 1990.

Le gain de popularité de la production d'électricité à partir du gaz observé ces dernières années est attribuable à un ensemble de facteurs économiques, environnementaux et technologiques. En fait, presque toute la nouvelle capacité de production qui a été ajoutée ces cinq dernières années utilise des turbines à gaz et/ou des turbines à alimentation mixte. De 1995 à 2000, la capacité de production à partir du gaz a augmenté de 50 100 MW (Source : EIA). De nouveaux ajouts à la capacité de 23 543 MW ont été apportés au réseau électrique en 2000, les ajouts à la capacité de production à alimentation au gaz ou à alimentation mixte représentant environ 22 238 MW ou plus de 95 % de toute cette nouvelle capacité.

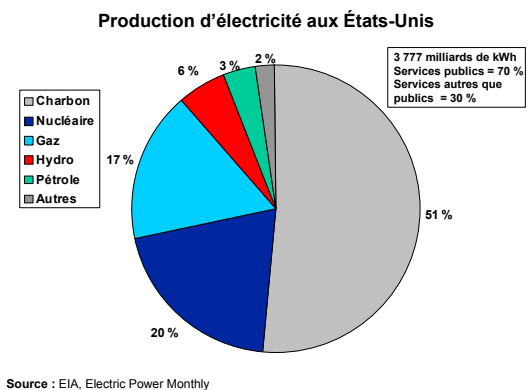
Les turbines à gaz à cycle combiné sont le choix de beaucoup le plus fréquent dans ces nouvelles centrales électriques, offrant une grande efficacité et nécessitant peu de capital et des délais de construction relativement courts. En outre, les turbines à gaz sont utilisées plus souvent parce qu'elles respectent les règlements environnementaux, qui en général interdisent les unités alimentées au pétrole ou au charbon.

## ÉTAT ACTUEL DU SECTEUR AMÉRICAIN DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



Source : EIA, Electric Power Monthly et Natural Gas Monthly

La production à partir de charbon domine les sources d'énergie, avec 1 943 milliards de kilowattheures (kWh) ou 52 % de la production totale. La production nucléaire représente 20 % de la production totale. La production à partir de gaz représente 640 milliards de kWh ou 17 % de la production totale. En moyenne, il faut 10 milliards de pi<sup>3</sup> de gaz pour produire un milliard de kWh d'électricité. La production à partir de pétrole, qui s'élève à 128 milliards de kWh, représente seulement 3 % de la production totale. La production hydroélectrique représente 211 milliards de kWh ou 6 % de la production totale. Les autres sources d'énergie renouvelable, dont l'énergie géothermique, la biomasse, le vent, le soleil et l'énergie photovoltaïque, représentent 88 milliards de kWh ou 2 % de la production américaine totale.



## PRODUCTION AMÉRICAINNE D'ÉLECTRICITÉ EN 2001

En 2001, la production américaine nette totale d'électricité a été de 3 777 milliards de kilowattheures, ce qui représente une diminution de 1 % par rapport à 2000. Un ralentissement de l'économie, qui s'est traduit notamment par une baisse de la demande d'électricité des utilisateurs industriels, et un temps doux expliquent le taux de croissance négatif observé dans le secteur de la production d'électricité en 2001.

Les augmentations de la production nucléaire, de la production à partir du pétrole et de la production à partir du gaz ont été compensées en grande partie par une baisse de la production hydroélectrique.

La production hydroélectrique a diminué en 2001, en raison d'une sécheresse qui a sévi sur le gros de la partie ouest des États-Unis.

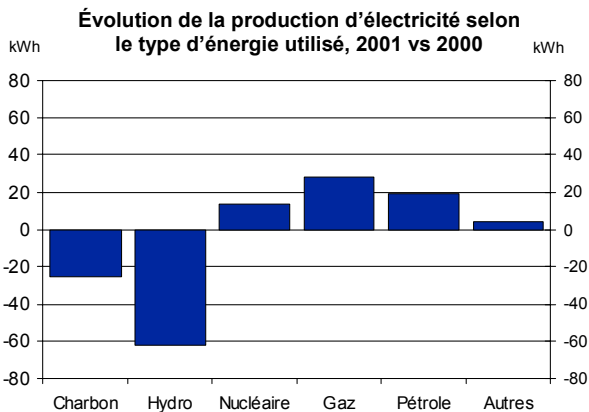
La production d'électricité à partir du gaz a enregistré une croissance de 4,6 % ou de 340 milliards de pi<sup>3</sup> en 2001, croissance entièrement attribuable aux producteurs d'électricité n'ayant pas le statut de services publics.

Même si la production d'électricité à partir du gaz a augmenté en 2001, la hausse marquée des prix du gaz



## Annexes

enregistrée entre juin 2000 et juin 2001 a eu pour effet, de façon générale, de réduire l'utilisation du gaz à des fins de production d'électricité. Les producteurs à alimentation mixte, qui représentaient environ 17 % de la capacité totale en 2000, ont pu avoir recours à d'autres sources d'énergie moins chères comme le charbon ou le pétrole.



Source : EIA, Electric Power Monthly

De plus, le ralentissement de l'économie et l'adoucissement de la température en 2001 ont entraîné une diminution de la demande d'électricité, qui elle-même rend moins nécessaire de construire d'autres centrales électriques.

Un autre facteur est l'inquiétude dans le secteur financier par l'affaire Enron. À la fin de 2001, les constructions reportées ou annulées de centrales électriques, dont la plupart devaient être des installations alimentées au gaz ou à alimentation mixte, représentaient environ 91 000 MW ou 18 % des nouveaux projets proposés (Source : Wall Street Journal, 4 janvier 2002). Calpine Corporation, grand producteur d'électricité indépendant et qui utilise du gaz naturel comme principale source d'énergie, a mis en veilleuse 15 100 MW jusqu'à ce que les forces du marché puissent soutenir de tels projets (Source : Engineering News-Record).

### PERSPECTIVES À COURT TERME DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DU GAZ

Même si de nombreux facteurs favorisent la construction de nouvelles centrales alimentées au gaz et l'utilisation du gaz naturel dans la production de l'électricité, les tendances récentes, notamment la volatilité des prix du gaz, le ralentissement de l'économie, l'adoucissement de la température et la débâcle d'Enron, ont amené les producteurs d'électricité à calculer exactement quel volume de production à partir du gaz est vraiment nécessaire. De plus, les améliorations continues apportées à l'utilisation des autres sources d'énergie pourraient en partie rendre moins nécessaire d'utiliser du gaz pour produire de l'électricité.

Un autre facteur qui entrave la demande de gaz naturel à des fins de production d'électricité en 2002 est l'affaire Enron. L'effondrement d'Enron a eu de nombreux effets, un des principaux ayant trait à la confiance des investisseurs. Beaucoup d'investisseurs ont commencé à douter des autres entreprises de commerce et de commercialisation de l'énergie. Pour restaurer la confiance des investisseurs et faire monter le cours de leurs actions à la baisse, beaucoup d'entreprises énergétiques sacrifient des plans d'expansion de manière à renforcer leur bilan. Autrement dit, la croissance est sacrifiée au profit de la liquidité. En janvier 2002, Mirant a annoncé qu'elle réduisait encore ses budgets des immobilisations pour 2002 et 2003, portant les réductions à plus de 50 % par rapport aux prévisions initiales ou à 2,9 milliards de dollars US, dans le but d'améliorer son encaisse (Source : Daily Oil Bulletin, 14 février 2002).

Un autre facteur qui pourrait réduire la production d'électricité à partir du gaz naturel serait la demande accrue pour les autres sources d'énergie. Une hausse des niveaux d'eau aux barrages hydroélectriques en 2002 ferait augmenter les niveaux de production à partir de sources hydroélectriques, ce qui remplacerait une partie de la production à partir du gaz. De même, des accroissements des facteurs de capacité annuels (moins d'interruptions dans le ravitaillement) aux centrales nucléaires ont permis de produire plus d'électricité, ce qui a aussi permis de remplacer une partie de la production à partir du gaz naturel. Enfin, les gros investissements effectués dans les technologies conçues pour réduire la pollution causée par l'utilisation du charbon dans les centrales électriques actuelles feront que le charbon demeurera la source d'énergie dominante dans la production d'électricité dans les années à venir.

Même si l'état récent du marché a entraîné l'annulation de la construction de nouvelles centrales électriques, le besoin à long terme de nouvelles centrales électriques sera grand, en particulier avec la hausse prévue de la demande d'électricité et la fermeture des centrales électriques plus vieilles, moins propres et moins efficaces. La production d'électricité à partir du gaz devrait dominer les nouveaux ajouts à la capacité, tandis que ces nouvelles installations remplaceront des centrales nucléaires inefficaces et des installations alimentées au pétrole ou au charbon moins écologiques. En outre, on prévoit que les nouveaux ajouts à la capacité hydroélectrique seront négligeables en raison des préoccupations liées à l'habitat du poisson et des incertitudes liées au climat. Même si la volatilité des prix du gaz et l'effondrement d'Enron soulèvent des inquiétudes, les marchés de l'électricité, qui sont des marchés où la concurrence agit, continueront de favoriser le gaz naturel, plus efficace et à moins forte intensité de capital, comme le combustible de choix pour la production d'électricité.

## **Annexe 3 : Demande canadienne de gaz naturel**

Cette annexe présente la définition de certains termes spécifiques utilisés dans le présent rapport (tableau 1, page 3), notamment les suivants :

- demande résidentielle,
- demande commerciale,
- demande industrielle,
- demande des producteurs d'électricité,
- autre demande.

Ces termes s'appliquent **uniquement** à la demande canadienne de gaz naturel. Notre source pour les données sur la demande canadienne de gaz naturel est Statistique Canada, qui définit les termes plus haut comme suit.

**Demande résidentielle** — Gaz naturel pour usage domestique, par exemple pour l'approvisionnement en eau chaude, pour la cuisson, pour le séchage du linge, etc. La consommation agricole est aussi incluse dans la demande résidentielle.

**Demande commerciale** — Gaz naturel consommé dans les édifices à bureaux, les hôpitaux, les commerces de gros et les commerces de détail, les écoles, les hôtels et restaurants et les établissements publics.

**Demande industrielle** — Le gaz naturel pour *usage énergétique* et pour *usage non énergétique* est inclus dans cette catégorie. L'*usage énergétique* comprend le gaz utilisé pour le chauffage et la production d'électricité ou comme produit de départ ou alimentation chimique par les établissements manufacturiers ou par les entreprises engagées dans l'extraction minière ou dans d'autres activités d'extraction minière. Le secteur manufacturier comprend par définition les industries suivantes : pâtes et papiers, fonte et affinage, fabrication de ciment, raffinage du pétrole, produits chimiques et autres produits manufacturiers. L'extraction minière, la foresterie et la construction sont aussi incluses dans la demande industrielle.

Le gaz naturel et les liquides du gaz naturel sont aussi utilisés dans l'industrie pétrochimique et dans l'industrie du raffinage. Statistique Canada définit l'*usage non énergétique* comme suit :

quantités de gaz naturel utilisées à des fins autres que combustibles; cette catégorie comprend des produits utilisés comme alimentation pétrochimique, anodes/cathodes, graisses, lubrifiants, etc.

C'est en Alberta, où l'éthane est presque la seule source de charges d'alimentation pour une grande partie de l'économie de la province, que le gaz naturel est le plus utilisé comme alimentation pétrochimique. Les estimations ne tiennent compte que des usines situées en Alberta et en Ontario qui utilisent du gaz naturel comme charge d'alimentation. Le gaz utilisé comme combustible avec un gaz d'alimentation figure sous la rubrique produits chimiques industriels.

**Demande de gaz destiné à la production d'électricité** — Volumes de gaz naturel utilisés pour produire de l'électricité par le secteur des services publics et par l'industrie. La production d'électricité du secteur industriel peut être qualifiée comme étant une « production d'électricité par des services autres que des services publics ». Le gros, mais pas la totalité, de la production des services autres que publics entre dans le secteur industriel.

Une certaine production d'électricité par des services n'ayant pas le statut de services publics se fait par cogénération. Les centrales de cogénération utilisent du gaz naturel pour produire à la fois de l'*électricité* et de la *vapeur* (sortie thermique/chaleur de transformation). Dans une centrale de cogénération, le gaz naturel sert à faire fonctionner une turbine, qui actionne une génératrice. La chaleur dissipée par la turbine est ensuite utilisée comme chaleur industrielle. La demande de gaz à des fins de production d'électricité des utilisateurs finals comprend par définition une partie du gaz consommé dans les centrales de cogénération — c'est-à-dire la partie utilisée pour produire de l'électricité.

**Autre demande**—La demande de gaz naturel (telle qu'indiquée dans le tableau 1, page. 3) qui entre dans cette catégorie inclut entre autres les éléments suivants.

### *a. Transport (pipelines, pompes au détail et transport routier et transport en commun)*

Le gaz naturel est utilisé pour faire progresser le gaz dans les pipelines – c'est ce qu'on appelle le combustible de pipeline. Les turbines au gaz naturel sont la principale source de propulsion utilisée dans les pipelines servant au transport du gaz; toutefois, des moteurs à pistons et des moteurs électriques sont aussi utilisés.

Le gaz naturel est aussi utilisé comme carburant de transport. Sont inclus ici les établissements offrant des services de transport par camion, les commissions de transport, les autobus scolaires, les autobus nolisés et les autocars et les taxis et les limousines.

*b. Différence statistique* = Disponibilité nette – Autoconsommation - (Usage non énergétique + Usage énergétique)

## Annexes

Statistique Canada définit les termes disponibilité nette, autoconsommation et usage énergétique comme suit :

Disponibilité nette — Volume de gaz naturel « disponible » après déduction des volumes utilisés dans les processus de transformation (production d'électricité) (c'est-à-dire Demande intérieure moins Volume transformé en électricité).

Autoconsommation — Consommation par l'industrie du combustible qu'elle produit.

Usage énergétique — Transport + Agriculture et Résidentiel + Public et Commercial + Industriel.

Nota : La différence statistique inclut une partie du gaz consommé par les centrales de cogénération — c'est-à-dire la partie utilisée pour produire une sortie thermique utile (de la vapeur, par exemple).

### *c. Pertes en cours de retraitement*

Pertes de volumes de gaz lors de l'extraction de l'éthane.



## **Annexe 4 : Exportations canadiennes de gaz naturel**

Cette annexe décrit la méthode que nous utilisons pour calculer les exportations de gaz naturel (tableau 8, page 29). Nous définissons les termes suivants :

- exportations brutes,
- importations,
- exportations nettes,
- gaz canadien vendu.

Notre source pour les données sur les exportations et les importations canadiennes de gaz naturel est l'Office national de l'énergie (ONÉ). L'ONÉ recueille les données sur les exportations et les importations de gaz naturel sur la base produit détenu en stock (mouvements physiques).

RNCan définit les termes plus haut comme suit.

**Exportations brutes** – Gaz naturel qui traverse la frontière canado-américaine à destination des États-Unis. Il importe de remarquer que ces mouvements de gaz n'incluent **pas** les volumes exportés destinés à être réimportés. Par exemple, certains volumes entrant aux États-Unis par Emerson, un des points d'exportation, reviennent au Canada sans interruption. Ce gaz n'est considéré ni comme une exportation ni comme une importation. Les exportations brutes ont été calculées et reproduites par l'ONÉ.

**Importations** – Gaz naturel qui entre au Canada par le réseau de gazoducs américain. Ici encore, les volumes à Emerson qui sont destinés à être réimportés au Canada **ne sont pas** inclus. Les importations ont été calculées et reproduites par l'ONÉ.

**Exportations nettes** = Exportations brutes – Importations.

**Gaz canadien vendu** = Exportations nettes + Demande canadienne (Ouest du Canada + Est du Canada).

Les exportations canadiennes brutes de gaz naturel vers les États-Unis ont atteint 3 728 milliards de pi<sup>3</sup> en 2001, ce qui dépasse l'ancien record, de 3 591 milliards de pi<sup>3</sup>, enregistré en 2000. Cette croissance de 4 % des exportations est attribuable en partie au démarrage du gazoduc d'Alliance Pipeline, entré en service en décembre 2000.

Si de gros volumes de gaz canadien sont exportés vers les États-Unis, jusqu'à tout récemment seules de petites quantités de gaz américain ont été achetées par les consommateurs de l'Est du Canada. Entre 1995 et 2000, le Canada a importé en moyenne seulement 50 milliards de pi<sup>3</sup> par an. D'après les données historiques, les importations représentent seulement 2 % de la demande canadienne.

Toutefois, en 2001, les importations de gaz naturel ont presque triplé par rapport à 80 milliards de pi<sup>3</sup> en 2000, pour atteindre 228 milliards de pi<sup>3</sup>. Cette hausse marquée des importations canadiennes est attribuable au gazoduc de Vector Pipeline, entré en service en décembre 2000. Le gazoduc de Vector Pipeline est un lien important du fait qu'il approvisionne en gaz naturel américain et en gaz naturel de l'Ouest canadien la région du Sud de l'Ontario au moyen d'interconnexions avec le gazoduc d'Alliance Pipeline et avec celui de la Northern Border Pipeline Company.

Aujourd'hui, les acheteurs de l'Ontario peuvent s'approvisionner en gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien grâce aux systèmes de canalisation d'Alliance et de Vector Pipeline par opposition à la route historique empruntant la « Canadian Mainline » de TCPL.

Sur les 228 milliards de pi<sup>3</sup> importés au Canada, 139 milliards de pi<sup>3</sup> ou 60 % passent par Courtright, point d'importation situé près de la plaque tournante de Dawn (Ontario). Il est juste de dire qu'une partie du gaz qui entre dans le Sud de l'Ontario par le gazoduc de Vector Pipeline vient du Canada et qu'elle ne devrait donc être enregistrée ni comme une exportation ni comme une importation.

Toutefois, à cause des gros volumes de gaz qui passent par la plaque tournante de Chicago au moyen de nombreux systèmes de canalisation, il est impossible de déterminer quelle proportion de gaz canadien revient au Canada par le gazoduc de Vector Pipeline. Par conséquent, les volumes des **exportations brutes** sont devenus moins importants, parce qu'ils ne tiennent pas compte des volumes de gaz canadien qui reviennent au Canada par le système de canalisation de Vector Pipeline.

Une autre façon de mesurer la demande américaine de gaz canadien pourrait être de calculer les **exportations nettes** (exportations brutes - importations) par opposition aux exportations brutes. Les exportations brutes ont augmenté de 4 % en 2001, mais les exportations nettes ont diminué pour s'établir à 3 500 milliards de pi<sup>3</sup> par rapport à 3 511 milliards de pi<sup>3</sup> l'année précédente. Les exportations nettes représentent une mesure plus réaliste du volume de gaz canadien fourni aux États-Unis.

Dans le passé, l'utilisation des volumes des exportations brutes a été un outil valide pour mesurer la demande américaine de gaz naturel canadien. Toutefois, étant donné l'augmentation des importations de gaz naturel résultant des systèmes de canalisation d'Alliance et de Vector Pipeline, la façon dont les exportations canadiennes de gaz devraient être mesurées et interprétées est en train de changer.



## Bibliographie/sources/acronymes

1. *Energy Update December 2001*, Ross Smith Energy Group (RSEG), décembre 2001.
2. *Natural Gas Monthly*, Energy Information Administration (EIA), mars 2002.
3. *Annual Energy Outlook 2002*, EIA, décembre 2001.
4. *Natural Gas Annual 2000*, EIA, novembre 2001.
5. *Electric Power Annual 2000 Volume I*, EIA, août 2001.
6. *Electric Power Monthly*, EIA, mars 2002.
7. *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada et Ressources naturelles Canada (RNCCan).
8. *Client Retainer Seminar 2001*, Petroleum Industry Research Associates (PIRA), octobre 2001.
9. *Études de consultation*, Ziff Energy, 2001 et 2002.
10. *Études de consultation*, Purvin et Gertz, 2001 et 2002.
11. *Statistical Handbook 2000*, Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).
12. *Climate Prediction Centre: Historical Degree Days*, National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA), site Web : [www.cpc.ncep.noaa.gov](http://www.cpc.ncep.noaa.gov).
13. *Statistiques sur les exportations*, inédit, Office national de l'énergie (ONÉ).
14. *Baker Hughes Rig Counts*, Baker Hughes, site Web : [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com).
15. *Canadian Natural Gas Focus*, Brent Friedenbergs Associates.
16. *Weekly Storage Reports*, Gas Daily, citant des sondages de l'Association canadienne du gaz (ACG) et de l'American Gas Association (AGA) sur les volumes de stockage au Canada et aux États-Unis.
17. *L'énergie au Canada, offre et demande jusqu'à 2025*, ONÉ, juin 1999.
18. *Transport et distribution du gaz naturel*, publication n° 55-002 au catalogue de Statistique Canada.
19. *Approvisionnement et disposition du pétrole brut et du gaz naturel*, publication n° 26-006 au catalogue de Statistique Canada.
20. *Taux de change*, Banque du Canada, site web : [www.bankofcanada.ca](http://www.bankofcanada.ca).
21. *Daily Oil Bulletin*, site Web de Nickle's : [www.dailyoilbulletin.com](http://www.dailyoilbulletin.com).
22. *Texas Petrofacts*, Texas Railroad Commission (RRC), site Web : [www.rrc.state.tx.us](http://www.rrc.state.tx.us).
23. *Production énergétique du gisement extracôtier de l'île de Sable*, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNÉHE), site Web : [www.cnsopb.ns.ca](http://www.cnsopb.ns.ca).