

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

# Le marché du **gaz naturel** au Canada

---

**Dynamique *et* prix :**  
**Mise à jour**

gaz

gaz

gaz

gaz

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

# Le marché du **gaz naturel** au Canada

---

**gaz** Dynamique *et* prix :  
Mise à jour

gaz  
gaz  
gaz

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2002

N° de cat. NE23-93/2002F  
ISBN 0-662-87943-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du :**

Bureau des publications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca  
Télécopieur : (403) 292-5576  
Téléphone : (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet : www.neb-one.gc.ca

**En personne, au bureau de l'Office :**

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada



© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2002

Cat. No. NE23-93/2002E  
ISBN 0-662-33025-0

This report is published separately in both official languages.

**Copies are available on request from:**

The Publications Office  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue S.W.  
Calgary, Alberta, T2P 0X8  
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca  
Fax: (403) 292-5576  
Phone: (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet: www.neb-one.gc.ca

**For pick-up at the NEB office:**

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

<b>Liste des figures et des cartes</b>	ii
<b>Liste des acronymes</b>	iii
<b>Facteurs de conversion et unités</b>	iv
<b>Avant-propos</b>	v
<b>Chapitre 1 : Introduction</b>	1
<b>Chapitre 2 : Formation des prix du gaz naturel</b>	5
2.1 Introduction	5
2.2 Structure des transactions du marché	6
2.3 Intégration du marché nord-américain	7
2.4 Carrefours, points d'établissement des prix et contrats sur écart	8
2.5 Facteurs influant sur les marchés gaziers	11
2.5.1 Demande	11
2.5.2 Approvisionnements en gaz naturel	13
2.5.3 Psychologie du marché	13
2.6 Volatilité des prix	13
2.6.1 Outils financiers pour la gestion de la volatilité	14
2.7 Résumé	15
<b>Chapitre 3 : Marchés régionaux du gaz au Canada</b>	16
3.1 Colombie-Britannique	16
3.2 Alberta	20
3.3 Saskatchewan	25
3.4 Manitoba	27
3.5 Ontario	30
3.6 Québec	35
3.7 Maritimes	38
3.8 Résumé	41
<b>Chapitre 4 : Enjeux actuels liés au marché</b>	43
4.1 Épuisement des bassins d'approvisionnement nord-américains	43
4.2 L'effet Enron	45
4.3 Effet de la réduction du degré de liquidité sur le marché	46
4.4 Effet des problèmes de solvabilité sur la production d'électricité par des centrales au gaz	46
<b>Chapitre 5 : Sommaire et conclusions</b>	48
<b>Glossaire</b>	51

## FIGURES

1.1	Prix du gaz à AECO-C	2
2.1	Réseau de gazoducs de l'Amérique du Nord	6
2.2	Exportations de gaz à court terme et à long terme	7
2.3	Carrefours d'échanges et points d'établissement des prix	8
2.4	Structure des échanges au mois de transaction à AECO	10
3.1.1	Prix du gaz naturel sur le marché du disponible – Sumas et Malin	18
3.1.2	Prix du gaz naturel sur le marché du disponible – AECO et Sumas	18
3.1.3	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – BC Gas	19
3.2.1	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – ATCO Gas North	21
3.2.2	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – ATCO Gas South	22
3.3.1	Prix du gaz à Empress et prix au gisement en Saskatchewan	26
3.3.2	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – SaskEnergy	26
3.4.1	Prix AECO et prix au point de livraison au Manitoba	28
3.4.2	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – Centra Manitoba	28
3.5.1	Prix AECO et prix à Dawn et à Chicago	31
3.5.2	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – Union	32
3.5.3	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – Enbridge	32
3.6.1	Prix à Empress et prix de référence de GMi	36
3.6.2	Composantes du prix du gaz - clients résidentiels – GMi	37
4.1	Bassins d'approvisionnement en Amérique du Nord - Production moyenne en 2001 (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> /j)	44
4.2	Réaction de l'offre à la production du BSOC	45

## CARTES

Colombie-Britannique	16
Alberta	20
Saskatchewan	25
Manitoba	27
Ontario	30
Québec	35
Provinces Maritimes	38

---

# ACRONYMES

<b>AECO-C ou AECO</b>	<b>Installation de stockage de l'Alberta Energy Company</b>
<b>AEUB</b>	<b>Alberta Energy and Utilities Board</b>
<b>BC GAS</b>	<b>BC Gas Utility Ltd.</b>
<b>BCUC</b>	<b>British Columbia Utilities Commission</b>
<b>BSOC</b>	<b>Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien</b>
<b>CENTRA B.C.</b>	<b>Centra Gas British Columbia Inc.</b>
<b>CENTRA GAS</b>	<b>Centra Gas Manitoba</b>
<b>CÉO</b>	<b>Commission de l'énergie de l'Ontario</b>
<b>CPL</b>	<b>Corporation Champion Pipe Line Ltée</b>
<b>DL</b>	<b>Distributeur local</b>
<b>EGNB</b>	<b>Enbridge Gas New Brunswick</b>
<b>ÉMÉ</b>	<b>Évaluation du marché de l'énergie</b>
<b>ÉMGN</b>	<b>Évaluation du marché du gaz naturel</b>
<b>ENBRIDGE</b>	<b>Enbridge Gas Distribution Inc.</b>
<b>ENMAX</b>	<b>Enmax Energy Corporation</b>
<b>ENRON</b>	<b>Enron Corporation</b>
<b>EPCOR</b>	<b>Epcor Energy Services Inc.</b>
<b>É.-U.</b>	<b>États-Unis</b>
<b>FERC</b>	<b>Federal Energy Regulatory Commission</b>
<b>GDAR</b>	<b>Règle concernant l'accès aux services de distribution du gaz</b>
<b>GMI</b>	<b>Société en commandite Gaz Métropolitain</b>
<b>GNL</b>	<b>Gaz naturel liquéfié</b>
<b>Î.-P.-É.</b>	<b>Île-du-Prince-Édouard</b>
<b>M&amp;NP</b>	<b>Maritimes &amp; Northeast Pipeline</b>
<b>MACM</b>	<b>Méthode axée sur les conditions du marché</b>
<b>NYMEX</b>	<b>Bourse de commerce de New York</b>
<b>NOP</b>	<b>Nord-Ouest du Pacifique</b>
<b>ONÉ</b>	<b>Office national de l'énergie</b>
<b>PGVA</b>	<b>Compte d'écart pour achats de gaz</b>
<b>PNG</b>	<b>Pacific Northern Gas Ltd.</b>
<b>Régie</b>	<b>Régie de l'énergie du Québec</b>
<b>SASKENERGY</b>	<b>SaskEnergy Incorporated</b>
<b>SEMPRA ATLANTIC</b>	<b>Sempra Atlantic Gas Inc.</b>
<b>SOEP</b>	<b>Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable</b>
<b>TQM</b>	<b>Gazoduc Trans Québec &amp; Maritimes Inc.</b>
<b>TRANSCANADA</b>	<b>TransCanada PipeLines Limited</b>
<b>TRANSGAS</b>	<b>TransGas Limited</b>
<b>UNION</b>	<b>Union Gas Limited</b>
<b>VECTOR</b>	<b>Vector Pipeline Inc.</b>

## SYSTÈME MÉTRIQUE AU SYSTÈME IMPÉRIAL

### *Unités métriques*

1 mètre cube de gaz naturel

1 gigajoule (GJ)

### *Unités impériales équivalentes*

= 35,301 01 pieds cubes (14,73 lb/po<sup>2</sup> (abs.) et 60°F)

= environ 0,95 million Btu, ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pi<sup>3</sup>

## UNITÉS

### *Préfixe*

10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>

10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>

10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>

GJ

TJ

Btu

### *Facteur de multiplication*

= millions de pieds cubes

= milliards de pieds cubes

= billions de pieds cubes

= gigajoules (10<sup>9</sup> joules)

= térajoules (10<sup>12</sup> joules)

= unité thermique britannique

Tous les prix indiqués dans cette ÉMÉ sont exprimés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

---

## AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) assure, dans le cadre de son mandat de réglementation, une surveillance constante de l'offre des produits énergétiques au Canada (y compris l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits), ainsi que de la demande de produits énergétiques canadiens sur le marché intérieur et les marchés d'exportation.

En 1987, l'Office a adopté la méthode axée sur les conditions du marché (MACM) pour évaluer les demandes de licences d'exportation de gaz naturel à long terme. La MACM se fonde sur le principe que le fonctionnement du marché permettra généralement de répondre aux besoins en gaz naturel au Canada à des prix correspondant à la juste valeur du marché. La MACM comporte deux volets, soit une audience publique et des activités de surveillance.

Le volet de surveillance de la MACM comporte l'évaluation constante des marchés énergétiques canadiens et la publication des rapports *L'Énergie au Canada - offre et demande* et de la série de rapports intitulés *Évaluations du marché du gaz naturel* (ÉMGN). Par suite de l'intégration croissante des marchés énergétiques, l'Office a élargi son programme de surveillance du marché de l'énergie à la fin des années 90 pour y inclure des études sur les principaux produits énergétiques, ce qui a donné naissance aux *Évaluations du marché de l'énergie* (ÉMÉ). Jusqu'à maintenant, des ÉMÉ ont été publiées au sujet du gaz naturel, du pétrole et de l'électricité. Le programme d'ÉMÉ englobe ce que l'on appelait auparavant les ÉMGN, ainsi que les rapports *L'Énergie au Canada - offre et demande*.

La présente ÉMÉ, intitulée *Le marché du gaz naturel au Canada - Dynamique et prix : Mise à jour*, étudie la formation des prix du gaz naturel et décrit le fonctionnement actuel des marchés régionaux du gaz au Canada. Toutefois, elle ne présente pas les perspectives à court terme de l'offre, de la demande et des prix au Canada. L'Office évalue actuellement les perspectives à court terme des approvisionnements en gaz provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), et des renseignements supplémentaires à ce sujet seront communiqués d'ici la fin de 2002.

Pour la préparation de ce rapport, de nombreuses rencontres et plusieurs entretiens ont eu lieu avec un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie du gaz naturel, notamment des producteurs, des commercialisateurs, des distributeurs locaux, des sociétés de transport par pipeline, des utilisateurs finals, des associations industrielles, des institutions financières, des groupes de consommateurs et des organismes gouvernementaux. L'Office est reconnaissant des renseignements et commentaires qui lui ont été communiqués.



## INTRODUCTION

Cette ÉMÉ est une mise à jour de l'ÉMÉ intitulée : *Le marché du gaz naturel au Canada : Dynamique et prix*, publiée au début de novembre 2000. Au moment de la publication de l'ÉMÉ de novembre 2000, le prix du gaz naturel en Amérique du Nord était en hausse et on prévoyait que ce mouvement allait se poursuivre tout le long de la période de chauffe 2000-2001. C'est dans ce contexte que l'ÉMÉ de novembre 2000 a étudié les facteurs qui influent sur le prix du gaz naturel au Canada et examiné les marchés régionaux du gaz naturel.

L'ÉMÉ intitulée *Le marché du gaz naturel au Canada : Dynamique et prix* formulait les conclusions suivantes :

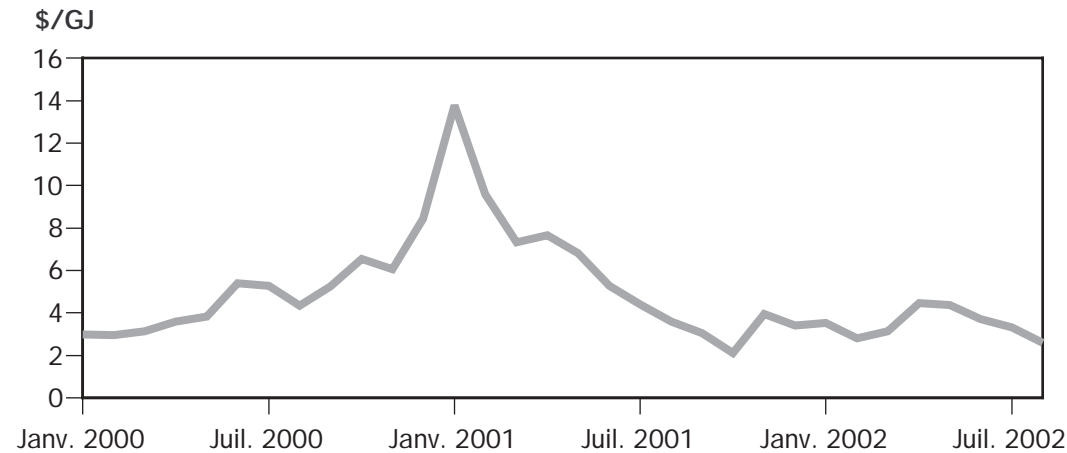
- Le Canada fait partie intégrante du marché gazier nord-américain, où le gaz naturel se négocie quotidiennement à des prix qui tiennent compte de l'offre et de la demande au Canada et aux États-Unis;
- La demande de gaz naturel a progressé plus rapidement que les approvisionnements gaziers. Cela s'explique par les faibles prix du pétrole en 1997-1998, qui ont érodé les recettes des producteurs et eu un effet à la baisse sur les activités de forage et de production;
- Les prix du gaz naturel ont augmenté considérablement de 1999 à 2000 à cause de l'augmentation de la demande et de la baisse des approvisionnements;
- Tout changement profond à la dynamique entre l'offre, le transport et la demande entraîne nécessairement une période d'ajustement sur le marché;
- Les systèmes de commerce électronique ont permis de connaître plus facilement les prix, tandis que les marchés actifs du disponible et des contrats à terme permettent aux intervenants sur le marché de gérer la volatilité des prix en opérant des transactions à terme;
- Les Canadiens ont eu accès au gaz naturel à des conditions, y compris le prix, qui n'étaient pas moins favorables que celles dont pouvaient se prévaloir les clients à l'exportation.

Après la publication de l'ÉMÉ de novembre 2000, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont continué de grimper, reflétant le fait que la saison de chauffe 2000-2001 s'amorçait avec des stocks de gaz naturel exceptionnellement bas. Les records de froid enregistrés plus tard en novembre et en décembre 2000 ont poussé encore plus haut les prix, qui ont atteint des pointes en janvier 2001 (prix moyen du disponible de 13,84 \$/GJ à AECO-C en Alberta) (figure 1.1).

En outre, ces perturbations de prix n'ont pas été ressenties de la même façon dans toute l'Amérique du Nord. En effet, le marché continental, intégré depuis plusieurs années, a été isolé provisoirement de ses segments de l'Ouest, qui ont été fortement influencés par la « crise de l'énergie » de la

FIGURE 1.1

**Prix du gaz à AECO-C**



Source : Canadian Natural Gas Focus

Californie. Le très faible niveau de précipitations enregistré dans les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique (NOP) et en Californie en 2000 a réduit considérablement la capacité de production hydroélectrique dans ces marchés, ce qu'il a fallu compenser par la production de centrales au gaz. Par ailleurs, la Californie subissait un hiver exceptionnellement froid, pendant que les stocks de gaz étaient plutôt bas. La hausse de la demande de gaz engendrée par les conditions météorologiques et les impératifs de la production d'électricité a mis à rude épreuve le réseau de transport de gaz de la région, qui était déjà utilisé à pleine capacité. Par surcroît, les installations pipelinères qui livrent le gaz naturel à la frontière de la Californie avaient une capacité plus grande que le réseau de transport de l'État de Californie. Ces facteurs ont donc provoqué une forte hausse des prix du gaz en Californie, laquelle s'est répercutée en Colombie-Britannique; au début de 2001, les prix à la frontière étaient de l'ordre de 20 \$/GJ.

En réaction au niveau sans précédent des prix du gaz au début de 2001, les consommateurs résidentiels et les consommateurs commerciaux se sont mis à réduire leur utilisation du gaz. Les organismes gouvernementaux ont mis en oeuvre diverses stratégies pour protéger ces consommateurs contre les hausses de prix. De nombreux utilisateurs industriels ont délaissé le gaz pour des combustibles moins chers; certains même ont réduit leurs activités de production ou fermé l'usine pour échapper à la hausse des coûts. De leur côté, les producteurs ont aussi réagi à la hausse des prix en se mettant à forer des puits à un rythme sans précédent.

À la fin janvier, le temps froid avait fait place à des températures plus douces dans toute l'Amérique du Nord. Les prix du gaz avaient fléchi, mais ils demeuraient relativement élevés. Les températures clémentes, les habitudes de conservation, le remplacement de combustibles et le recul de l'économie ont concouru à réduire sensiblement la demande de gaz naturel, voire à provoquer son érosion<sup>1</sup>. Au printemps 2001, la demande de gaz continuait de dégringoler à mesure que les consommateurs industriels changeaient de combustible et réduisaient leurs activités. Par ailleurs, les activités de forage, qui avaient atteint un niveau sans précédent, commençaient à se traduire par une hausse modeste de la production. Cette conjoncture – baisse de la demande et hausse de la production – a favorisé une accumulation anormale des stocks de gaz en réservoir et exercé une pression à la baisse sur les prix.

<sup>1</sup> Se reporter à la section 2.5.1 pour une description plus détaillée de l'érosion de la demande.

---

Les températures modérées se sont maintenues durant tout l'été 2001. Comme la hausse prévue de la demande d'électricité pour les besoins en climatisation ne s'est pas concrétisée, la production d'électricité au moyen de centrales au gaz – et partant la demande de gaz naturel – a diminué. La faiblesse de la demande conjuguée à la hausse de la production a permis de reconstituer les stocks de gaz à un rythme extrêmement rapide, ce qui a entraîné une baisse graduelle des prix. À la fin de l'été, les prix du gaz étaient tombés au-dessous de la barre des 2,00 \$US/10<sup>6</sup>Btu. Cette baisse a incité certains clients industriels à réutiliser le gaz naturel comme combustible, tandis que d'autres utilisateurs finals reprenaient leurs activités en usine. Néanmoins, le recul de l'économie continuait de freiner la croissance de la demande industrielle de gaz.

L'économie a été secouée à nouveau après les actes de terrorisme survenus aux États-Unis en septembre 2001. La production de gaz naturel a continué de s'accroître au début de l'automne et les stocks ont atteint des niveaux record. De fait, on estime à près de 68 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup> (2,4 10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>) la quantité de gaz naturel qui a été ajoutée aux stocks au cours de 2001, soit 50 % de plus que l'année précédente. Mais en prévision de la saison de chauffe qui approchait, les prix du gaz se sont mis à rebondir, passant de leur niveau le plus bas (2,50 \$US/10<sup>6</sup>Btu), enregistré à la fin de l'été, à 3,00 \$US/10<sup>6</sup>Btu au début de la saison froide.

L'hiver 2001-2002 a débuté presque à l'inverse de l'hiver précédent, novembre et décembre 2001 ayant compté parmi les mois les plus doux jamais enregistrés dans toute l'Amérique du Nord. Le temps doux qui a persisté durant la majeure partie de l'année, combiné à la réaction des consommateurs face aux prix élevés du début de l'année, a entraîné une diminution de 5 % de la demande de gaz en Amérique du Nord, ou 36,8 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup> (1,3 10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>), en 2001. C'était la plus grosse diminution de la demande en Amérique du Nord depuis 1982. Au Canada, la demande industrielle de gaz a diminué de 8 % entre 2000 et 2001.

Toutefois, la production de gaz n'a augmenté que légèrement malgré le nombre record de forages en 2001. Par suite d'une augmentation de 25 % du nombre de complétions de puits, la production canadienne de gaz ne s'est accrue que de 1,7 %, pour passer à environ 496 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> par jour (17,5 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/j). Cette hausse modeste tient à une forte augmentation des activités de forage dans des puits peu profonds; le forage de puits peu profonds est moins coûteux et plus rapide, mais ce sont généralement des puits peu productifs. En 2001, la production de gaz aux États-Unis s'est accrue de 1,8 %, pour atteindre environ 1 470 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> par jour (51,9 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/j).

Les prix du gaz sont demeurés au-dessous de la barre des 3,00 \$US/10<sup>6</sup>Btu au début de l'hiver 2001-2002, période où les stocks de gaz étaient très élevés et les perspectives de la demande étaient revues à la baisse à cause de températures exceptionnellement douces pour la saison. Pour leur part, les producteurs ont commencé à réduire leurs activités de forage.

Le temps froid a envahi la plupart des marchés nord-américains du gaz vers la fin de l'hiver; les vastes réserves accumulées d'une année à l'autre se sont mises à diminuer. L'économie montrait des signes de reprise et la production gazière commençait à décliner à cause de la réduction des activités de forage. En réponse à cette conjoncture haussière et à une augmentation marquée des prix du pétrole brut, les prix du gaz ont commencé à grimper.

Même si, en Amérique du Nord, les stocks de gaz naturel étaient plus élevés à la fin de la saison de chauffe qu'au début, les prix du gaz demeuraient fermes en raison des préoccupations que suscitait la diminution de la production gazière aux États-Unis. De nombreux analystes de l'industrie ont observé avec étonnement que, selon les estimations provisoires établies à partir d'enquêtes faites auprès des producteurs, la production de gaz aux États-Unis avait diminué de plus de 4 % en juin 2002, par rapport à ce qu'elle était l'année précédente. De plus, les activités de forage ont été au ralenti durant

---

tout l'été, surtout aux États-Unis, ce qui indique que la production gazière n'est pas près de remonter. Il s'ensuit que les ajouts faits au gaz en réservoir durant la période de reconstitution des stocks (normalement de avril à octobre) ont été inférieurs à ceux de l'an dernier, bien que les niveaux des stocks soient demeurés exceptionnellement élevés depuis le début de cette période. Au moment de la publication de la présente ÉMÉ, les prix du gaz restaient fermes, mais ils étaient tempérés par le niveau élevé des stocks en Amérique du Nord et par une demande de gaz qui s'avère inférieure aux prévisions, étant donné que l'économie américaine demeure atone. Cependant, à l'approche de l'hiver 2002-2003, certains analystes prévoient qu'un resserrement de l'offre et de la demande rendra les prix instables, en dépit de la possibilité que l'on débute l'hiver avec des réserves de gaz qui sont au maximum. C'est dans ce contexte qu'est présentée cette mise à jour de l'ÉMÉ de novembre 2000.

La présente évaluation débute par l'étude du mécanisme de formation des prix du gaz naturel; nous nous intéressons aux facteurs qui influent sur la formation des prix du gaz naturel, à la structure des transactions du marché et aux mécanismes d'adaptation du marché. Dans le chapitre suivant, nous présentons une vue d'ensemble des marchés régionaux du gaz au Canada, y compris un aperçu des mécanismes de détermination des prix du gaz au niveau régional. Le dernier chapitre examine les enjeux actuels liés au marché de l'énergie, et l'évaluation se termine par des observations sur le fonctionnement du marché canadien du gaz naturel.

# FORMATION DES PRIX DU GAZ NATUREL

## 2.1 Introduction

Le prix que paient les utilisateurs finals de gaz naturel, tels que les consommateurs résidentiels, comprend le coût du produit comme tel (le gaz), le coût du transport et les frais de distribution, et il dépend du volume de gaz acheté. Le coût du transport, c'est-à-dire les frais qui doivent être engagés pour transporter le gaz par pipeline jusqu'à une entreprise de service public ou une société de distribution, est fixé par règlement. Au Canada, c'est l'ONÉ qui est chargé de régler le transport par pipeline interprovincial et international, tandis qu'aux États-Unis cette responsabilité incombe à la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Les gazoducs canadiens et américains constituent le réseau de gazoducs de l'Amérique du Nord (figure 2.1). Au Canada comme aux États-Unis, les frais de distribution sont déterminés ordinairement par les régies de chaque province, territoire ou État.

En règle générale, jusqu'à tout récemment, le coût du transport du gaz du bassin d'approvisionnement à l'utilisateur final représentait la plus grande part du prix livré du gaz payé par les clients résidentiels, le coût du produit étant la deuxième composante en importance dans le coût total. Les gazoducs interprovinciaux, inter-États et internationaux nécessitent de gros investissements, mais comme leur débit est très élevé, les coûts unitaires sont relativement faibles. La distribution locale du gaz naturel est plus coûteuse sur une base unitaire, parce qu'il faut pouvoir compter sur un vaste réseau pour acheminer de plus petites quantités de gaz à de nombreux points de livraison. La disproportion entre la dimension de l'infrastructure et le volume de gaz transporté fait que les coûts unitaires d'investissement et d'exploitation sont plus élevés. Ainsi, les différences de prix pour l'utilisateur final reflètent les différences dans le coût des services de livraison finale du gaz. De façon générale, plus le facteur de charge est élevé, plus le prix unitaire est bas.

Ce rapport porte essentiellement sur le coût du gaz comme tel, mais il aborde aussi des aspects liés au transport, dans la mesure où ceux-ci ont une influence sur les prix du gaz. Avant 1985, le gaz était vendu aux utilisateurs finals selon une formule de tarification groupée, qui comprenait notamment le coût du transport, et il s'agissait de contrats à long terme. Les ventes de gaz naturel ont été dégroupées à partir de 1986 au Canada et de 1992 aux États-Unis. Cette mesure a favorisé l'apparition de la concurrence sur le marché du gaz naturel et elle n'a pas tardé à révolutionner le commerce du gaz. Ses principales conséquences ont été les suivantes :

- banalisation du gaz naturel en tant que produit;
- apparition des contrats de vente à court terme;
- intégration de plusieurs marchés régionaux du gaz naturel en un marché nord-américain.

Ce chapitre examine les prix du gaz naturel, notamment dans l'optique des questions susmentionnées, ainsi que les facteurs qui influent sur l'offre et la demande de gaz, et la volatilité des prix.

## 2.2 Structure des transactions du marché

Le commerce du gaz naturel continue de se développer au Canada et aux États-Unis. Le gaz est vendu ou acheté au moyen de contrats à court terme ou à long terme. Les prix sont établis par référence à des lieux particuliers, appelés carrefours d'échanges, où le gaz naturel est acheté et vendu sur place. Le prix du gaz échangé peut être établi sur une base intra-journalière, quotidienne, mensuelle, saisonnière ou annuelle, ou même à plus long terme encore, par référence au carrefour d'échanges choisi. La vente de gaz à court terme (moins de 30 jours) est souvent associée au marché du disponible. Bien que le gaz naturel puisse être vendu suivant un contrat à long terme, le prix contractuel repose souvent sur un prix de référence mensuel établi à un carrefour d'échanges qui est différent de l'endroit où a lieu la transaction.

Le degré de liquidité du marché diminue à mesure que la durée de la période contractuelle augmente. Le nombre de transactions, et les volumes négociés, sont le plus élevés pour les contrats de un à trois mois. Cette tendance à privilégier des contrats à court terme se voit dans la hausse considérable du nombre d'ordonnances à court terme (période inférieure à deux ans) pour l'exportation de gaz naturel du Canada. Les exportations effectuées en vertu d'ordonnances à court terme ne cessent d'augmenter, alors que les exportations faites en vertu de licences à long terme (période supérieure à deux ans) sont en baisse (figure 2.2).

FIGURE 2.1

### Réseau de gazoducs de l'Amérique du Nord

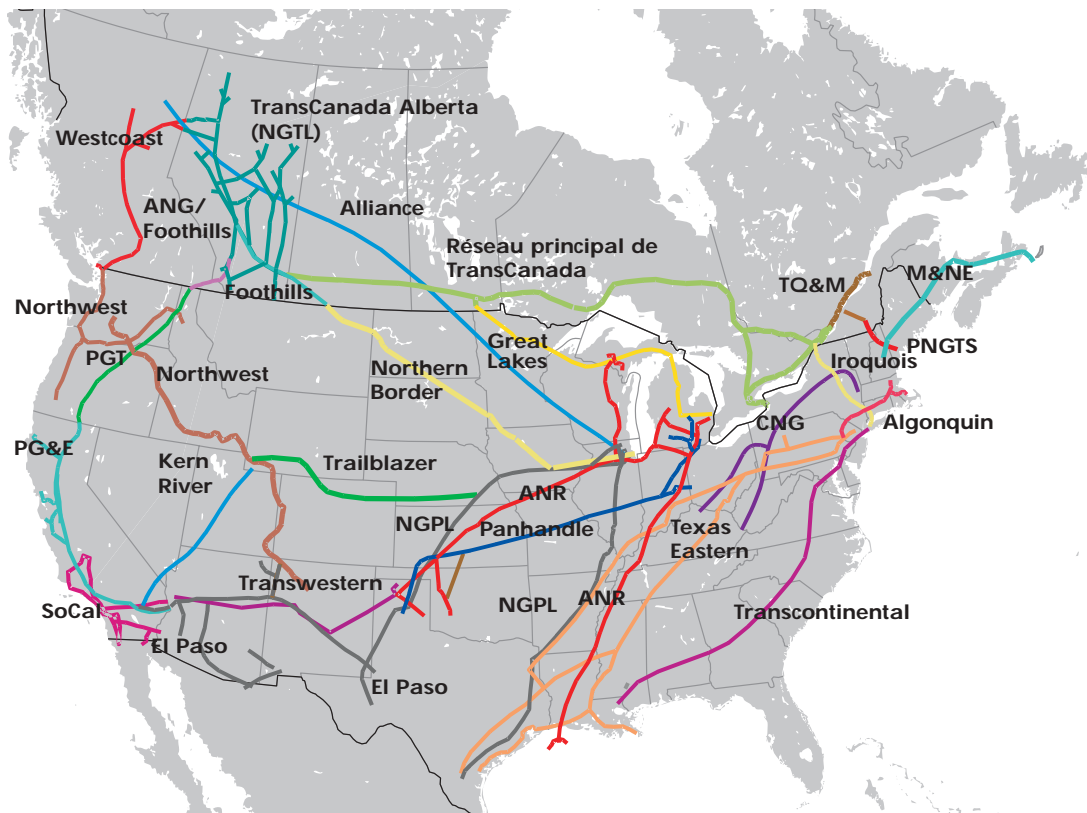
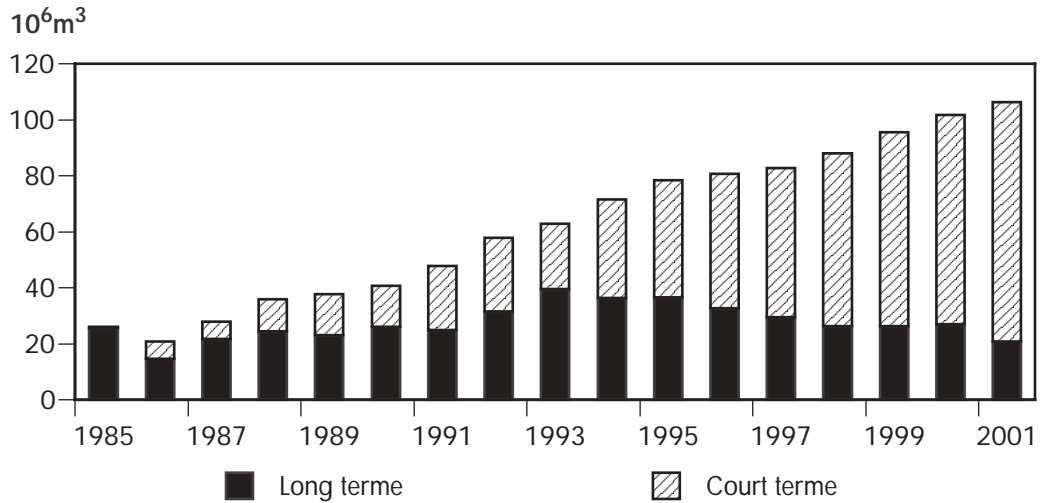


FIGURE 2.2

**Exportations de gaz à court terme et à long terme**



Source : ONÉ

**2.3 Intégration du marché nord-américain**

Depuis 1985, les marchés canadien et étatsunien du gaz ont évolué progressivement vers un marché nord-américain intégré. On peut acheter du gaz naturel auprès de nombreuses sources d’approvisionnement et le faire livrer à n’importe quel grand centre grâce au vaste réseau de gazoducs qui s’étend sur le territoire de l’Amérique du Nord. L’intégration accrue des marchés fait que le jeu de l’offre et de la demande dans une région donnée est ressenti dans tout le marché.

L’évolution des conditions du marché a une influence sur les prix et sur les flux de gaz en Amérique du Nord. Supposons par exemple que le prix du gaz naturel dans le Midwest des États-Unis augmentait par rapport au prix en Californie. Dans ce cas, les vendeurs de gaz naturel au Canada et aux États-Unis préféreraient vendre leur produit dans le Midwest, parce que les recettes y seraient plus élevées. Plus d’approvisionnements seraient offerts dans cette région et les vendeurs feraient dévier leurs stocks de la Californie au Midwest. À mesure que l’offre augmenterait dans cette région, le prix aurait tendance à diminuer; inversement, à mesure que l’offre diminuerait en Californie, le prix aurait tendance à augmenter. Ce phénomène se poursuivrait jusqu’à ce qu’il soit indifférent aux vendeurs d’écouler leur gaz sur l’un ou l’autre de ces marchés.

L’offre de gaz naturel peut se déplacer d’un endroit à un autre lorsque le différentiel de prix entre les deux endroits est suffisamment grand pour absorber le coût d’exploitation du gazoduc qui relie ces endroits. En termes numériques, si le coût du transport du gaz entre deux points était de 0,25 \$/GJ et que le différentiel de prix – c.-à-d. la différence entre les prix du gaz aux deux endroits – était de 0,75 \$/GJ, les vendeurs de gaz toucheraient 0,50 \$/GJ de plus en acheminant leur gaz vers le lieu où les prix de vente sont plus élevés. Toutefois, pour pouvoir acheminer des quantités de gaz additionnelles en réaction aux signaux de prix, les vendeurs doivent avoir accès à une capacité de transport suffisante.

Lorsque la capacité pipelinère entre deux endroits est pleinement utilisée, on ne peut plus transférer des quantités de gaz additionnelles; par conséquent, les prix du gaz dans une région particulière peuvent être « isolés » de ceux en vigueur sur le marché intégré. La situation qui a prévalu en Californie et en Colombie-Britannique au début de 2001 nous montre que les prix du gaz peuvent être beaucoup plus élevés dans une « région isolée » que sur le marché intégré. Cependant, il importe de tenir compte de la

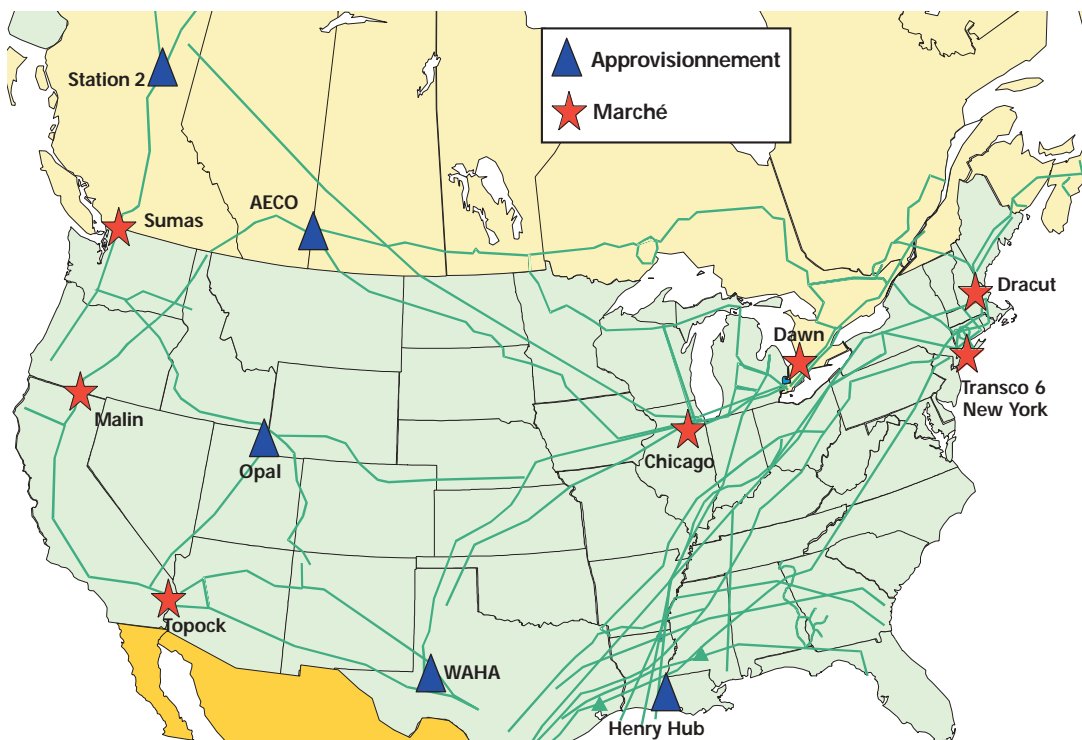
durée de la période d'isolement et de l'ampleur du phénomène. Si un marché est isolé pendant une courte période dans l'année, il n'est peut-être pas justifié d'investir des sommes considérables dans de nouvelles infrastructures. Toutefois, s'il arrive souvent que les prix du gaz dans une région quelconque soient isolés et que le différentiel de prix demeure supérieur au coût du transport pendant de longues périodes, le marché recevra le signal qu'il faut accroître la capacité du réseau. Autrement dit, le différentiel de prix indique que la capacité de transport entre ces régions est limitée.

## 2.4 Carrefours, points d'établissement des prix et contrats sur écart

Le gaz naturel peut s'échanger, ou son prix peut être établi, à de nombreux endroits en Amérique du Nord (figure 2.3). Avec le temps, certains points d'établissement des prix peuvent se transformer en carrefours d'échanges. Cela se produirait notamment lorsque plusieurs interconnexions de gazoducs sont aménagées en un même endroit, créant ainsi des points d'échanges physiques, d'une grande liquidité, où le gaz peut être aisément acheté ou vendu. En plus d'être situés aux points d'interconnexion de plusieurs gazoducs, de nombreux carrefours d'échanges sont à proximité d'installations de stockage de gaz naturel, ce qui améliore les choix qui s'offrent aux acheteurs et aux vendeurs. Ainsi, les carrefours d'échanges – qu'il s'agisse d'un carrefour de région productrice, situé près d'un bassin d'approvisionnement, ou d'un carrefour de région consommatrice, établi à proximité d'un centre de marché – se caractérisent par un éventail de choix sur le plan du transport et l'accès à des installations de stockage du gaz, ce qui fournit un contexte propice à l'échange de gros volumes de gaz et à la participation d'un grand nombre d'intervenants du marché. Les points d'établissement des prix, quant à eux, n'offrent pas autant de liquidité parce qu'ils n'ont généralement pas d'installations de stockage et comptent un moins grand nombre d'interconnexions de gazoducs.

FIGURE 2.3

### Carrefours d'échanges et points d'établissement des prix





---

Certains carrefours de régions productrices, tel que AECO-C, situé près de Suffield, à l'ouest de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, et exploité par EnCana Energy (anciennement l'Alberta Energy Company), sont aussi reconnus comme des carrefours de région consommatrice, à cause de la grande quantité de gaz naturel qui est consommée dans la région productrice.

En 1990, les contrats à terme ont vu le jour à la Bourse de commerce de New York (NYMEX). Les signataires d'un contrat à terme s'engagent à livrer ou à prendre livraison de 10 000 10<sup>6</sup>Btu de gaz à une date ultérieure. Le point de livraison du gaz vendu sur NYMEX est le carrefour Henry (*Henry Hub*), situé près de la grande région productrice et consommatrice de gaz du Golfe du Mexique. Cette région compte à elle seule pour plus de 40 % de la production gazière et 30 % de la demande de gaz en Amérique du Nord.

Les deux principaux carrefours en fonction desquels les prix du gaz naturel sont fixés sont des carrefours de régions productrices : AECO-C, en Alberta, et le carrefour Henry, en Louisiane. Les prix à tous les autres carrefours (lorsqu'ils peuvent être cotés) sont typiquement cités en tant que différentiels de prix par rapport à AECO ou au carrefour Henry (NYMEX).

En conséquence, lorsqu'ils établiront des prévisions de prix pour le gaz naturel, la plupart des analystes examineront tout d'abord les cours de AECO et de NYMEX, puis établiront le différentiel de prix probable entre ces deux points de référence et les autres carrefours d'échanges.

Dans la perspective des Canadiens qui font le commerce du gaz naturel, le seul autre carrefour d'échanges, à part AECO, est Dawn, dans le sud de l'Ontario. Pour les consommateurs des Maritimes et de la Colombie-Britannique, le gaz s'échange à Dracut, au Massachusetts, et à Sumas, en Colombie-Britannique, qui servent de points d'établissement des prix.

AECO, situé à l'installation de stockage de EnCana, est reconnu comme le principal point de référence pour les prix du gaz naturel vendu dans l'Ouest du Canada. C'est parfois aussi un point d'établissement des prix pour le gaz naturel exporté aux États-Unis.

Le carrefour d'échanges AECO est généralement plus actif en fin de mois. En 2001, près de la moitié des transactions mensuelles conclues dans le cadre de contrats à terme sont survenues dans les cinq derniers jours du mois (figure 2.4). Ces transactions ont lieu généralement le plus près possible de la fin du mois, afin de réduire au maximum les effets négatifs de la volatilité des prix du gaz.

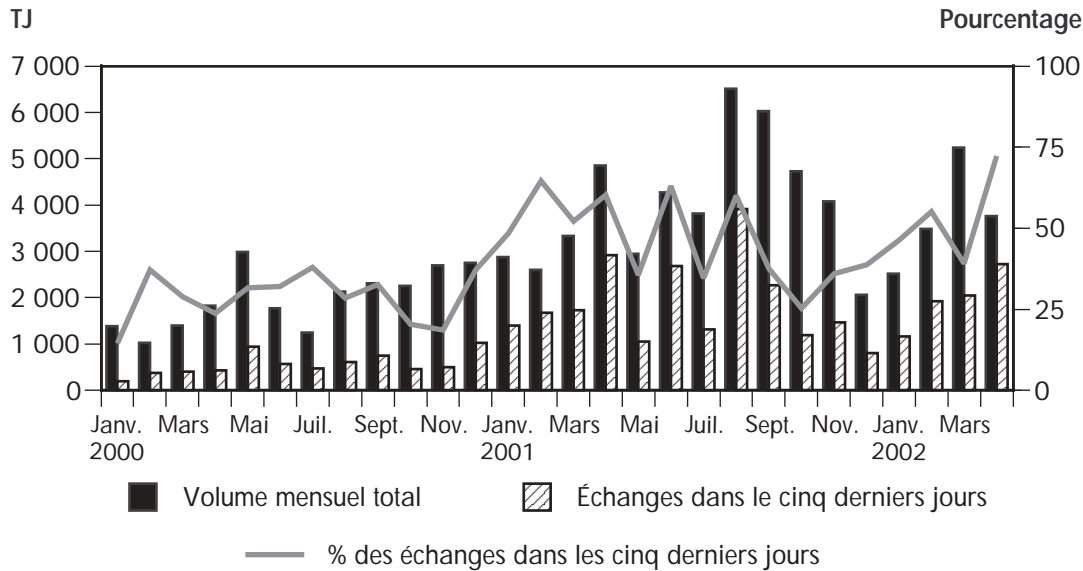
Avec l'implantation, au cours des dernières années, de nouvelles installations de transport du gaz à l'extérieur de l'Alberta et de la Saskatchewan, le prix du gaz naturel établi à AECO a, dans la plupart des cas, été représentatif des marchés gaziers dans le reste du Canada et aux États-Unis. Il y a parfois eu, en raison de la conjoncture du marché ou des conditions d'approvisionnement, une rupture à court terme entre AECO et les autres régions d'établissement des prix. Cependant, bien que ces ruptures surviennent encore de temps à autre, on peut dire que, du point de vue des acheteurs et des vendeurs canadiens, les marchés fonctionnent efficacement.

### ***Dawn***

Dawn est un carrefour d'échanges du sud-ouest de l'Ontario qui est relié aux gazoducs en provenance des États-Unis et pour lequel Union Gas a construit de grandes installations de stockage. La construction du réseau de Vector Pipeline a fait de Dawn un important carrefour et point d'établissement des prix du gaz naturel pour l'Ontario et le Québec.

FIGURE 2.4

Structure des échanges au mois de transaction\* à AECO



Source : Ziff Energy Group

\* Mois de transaction : mois d'intérêt en cours le plus près ou prochain mois où le contrat à terme peut faire l'objet d'échanges. Par exemple, en août 2000, le contrat de septembre 2000 est le mois de transaction d'un contrat NYMEX NG. Une fois que le contrat à terme de septembre est échu (fin août), octobre devient le mois de transaction.

Le prolongement des réseaux de gazoducs dans le sud-ouest de l'Ontario a amélioré grandement l'accès des consommateurs de cette région à d'autres sources d'approvisionnement. L'accroissement de la capacité pipelinère a eu pour effet d'augmenter le degré de liquidité de Dawn et il est permis de croire que les intervenants du marché seront de plus en plus enclins à conclure un plus grand nombre de transactions à cet endroit. Jusqu'à maintenant, la capacité des gazoducs s'est accrue de façon significative dans cette région, mais la capacité d'acheminement hors de la région n'a pas progressé au même rythme. Il y a donc des régions en Ontario et au Québec qui n'ont pas connu un accroissement du nombre de sources d'approvisionnement possibles.

**Dracut**

Goldboro, en Nouvelle-Écosse, est l'endroit où arrive le gaz naturel extrait au large des côtes de cette province, lequel est ensuite traité et acheminé par le réseau de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP). Or, Dracut (Massachusetts), le point d'interconnexion des réseaux de M&NP (É.-U.) et de Tennessee Gas Pipeline, sert de point de référence pour le commerce du gaz naturel. Cet endroit a toutefois un degré de liquidité assez faible, puisque la majeure partie du gaz naturel est vendu ou acheté plus au sud.

Il est important de reconnaître que le marché du gaz naturel dans les Maritimes en est encore aux premières étapes de développement et que l'information disponible au sujet des transactions est encore limitée en raison du faible volume des transactions. Bien que Dracut puisse servir de point d'établissement des prix pour le gaz naturel échangé dans les Maritimes (prix de référence moins le coût du transport sur le réseau de M&NP), ce carrefour souffre lui aussi d'une liquidité plutôt faible.

---

## ***Sumas***

Sumas est un point d'établissement des prix situé à la frontière entre la Colombie-Britannique et l'État du Washington, au point d'interconnexion entre le réseau de Westcoast Energy Inc.<sup>1</sup> et celui de Northwest Pipeline, qui dessert un certain nombre d'États du NOP. La station 2 est une importante station de compression sur le réseau de Westcoast, située près de Chetwynd (Colombie-Britannique), où les tronçons Nord et Est du réseau de Westcoast se raccordent à son réseau principal Sud. Étant donné que la passation de contrats de transport sur ces tronçons est indépendante de la passation de contrats pour le réseau principal Sud, le gaz naturel est souvent échangé à ce point d'interconnexion (station 2).

Le gaz livré à la station 2 provient de la Colombie-Britannique, de l'Alberta ou des territoires situés au nord de la Colombie-Britannique. Comme le gaz naturel peut provenir de plusieurs régions productrices, la station 2 a souvent un degré de liquidité plus grand que Sumas.

## **2.5 Facteurs influant sur les marchés gaziers**

### **2.5.1 Demande**

#### ***Croissance économique***

La demande d'énergie va de pair avec la croissance économique. L'économie nord-américaine a été très vigoureuse dans les années 90. Aux États-Unis, la croissance économique a activé les ventes d'habitations ainsi que la construction résidentielle. Les deux tiers des habitations construites entre 1991 et 1999 et 57 % des habitations multifamiliales construites durant la même période sont chauffées au gaz naturel. On note aussi un accroissement de l'utilisation du gaz naturel dans les secteurs commercial et industriel. La forte croissance de la demande d'électricité en Amérique du Nord, conjuguée aux préoccupations d'ordre environnemental (p. ex., utilisation de combustibles plus propres, normes écologiques plus sévères), a pour effet d'accroître la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité. De fait, on prévoit que la production d'énergie électrique est le secteur qui aura le plus d'effet sur la demande de gaz naturel en Amérique du Nord dans les dix prochaines années.

#### ***Climat***

Le climat est le principal déterminant des mouvements de prix à court terme en Amérique du Nord, en particulier l'effet des températures sur les besoins en chauffage l'hiver et les besoins en climatisation l'été. En règle générale, la demande de gaz naturel et les prix du gaz sont au niveau le plus élevé l'hiver, à cause de la nécessité de chauffer les locaux dans le secteur résidentiel comme dans le secteur commercial. Les réseaux de transport et de distribution du gaz naturel sont conçus pour répondre à la demande de pointe de l'hiver, c'est-à-dire lorsque la consommation quotidienne des secteurs résidentiel et commercial combinés équivaut à près du double de la consommation annuelle moyenne exprimée sur une base quotidienne. Depuis quelques années, la demande de gaz naturel est en hausse l'été, à cause des besoins en climatisation. Les prix tendent à suivre un cycle saisonnier : plus élevés l'hiver et l'été et plus bas au printemps et à l'automne.

---

<sup>1</sup> Duke Energy Gas Transmission Canada a acquis récemment le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast).

---

### ***Prix des combustibles concurrents***

Le remplacement de combustible est une mesure temporaire qui vise, comme son nom l'indique, à remplacer un combustible par un autre dans un établissement particulier afin de limiter la hausse des prix du gaz. Le choix de la forme d'énergie dépend souvent des prix relatifs, du rendement de combustion relatif, de la disponibilité ou de la sécurité des approvisionnements, des émissions et d'autres considérations. Les systèmes bi-énergie, que l'on trouve principalement dans les grands établissements commerciaux et industriels et les installations de production d'électricité, ont la capacité de fonctionner avec deux combustibles différents, le changement de combustible pouvant se faire parfois dans l'espace de quelques heures. En règle générale, la technique du remplacement de combustible n'est pas aussi avancée au Canada qu'aux États-Unis. La capacité limitée de changer de combustible au Canada s'explique par le nombre restreint de combustibles de substitution qui s'offrent aux consommateurs, à cause notamment des contraintes qui s'exercent dans la distribution de ces combustibles. Les systèmes bi-énergie les plus courants sont ceux qui combinent le gaz naturel et le mazout léger ou le gaz naturel et le mazout lourd, quoique dans certains marchés les consommateurs puissent passer à l'électricité ou au combustible de déchets de bois. Les systèmes bi-énergie sont synonymes de souplesse et ils favorisent un mode d'établissement des prix intégré dans les divers marchés de combustibles.

Les prix du pétrole et ceux du gaz semblent être corrélés jusqu'à un certain point. Par conséquent, si le prix du pétrole fluctue à cause d'événements mondiaux, le prix du gaz naturel en fera souvent autant. Vers la fin de l'hiver 2001-2002, une série d'événements mondiaux ont fait que les prix du pétrole ont grimpé rapidement, passant de 20 \$US/baril environ à 28 \$US/baril en l'espace de quelques semaines. Parallèlement, les prix du gaz naturel ont suivi le mouvement, passant de 2,50 \$US/10<sup>6</sup>Btu à 3,40 \$US.

Si les prix actuels et prévus du gaz naturel continuent de monter par rapport à ceux des autres combustibles, certains consommateurs (par exemple, les entreprises industrielles) pourraient changer définitivement de combustible ou transférer la production dans un endroit où le combustible est moins coûteux, peut-être même à l'étranger. Par exemple, durant l'hiver 2000-2001, on a enregistré en Amérique du Nord une baisse globale de la demande – ou « érosion de la demande » – de 142 à 170 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> par jour (5-6 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/j), et la moitié de cette baisse environ s'expliquait par le remplacement du gaz par le mazout.

### ***Stockage du gaz naturel***

Les installations de stockage sont indispensables pour l'industrie nord-américaine du gaz naturel. Les stocks souterrains permettent aux fournisseurs de répondre aux besoins de la clientèle durant la saison de chauffe, surtout les jours de pointe. Pour les marchés du gaz naturel, la période de chauffe correspond à la période de cinq mois qui va de novembre à mars inclusivement. Les sept autres mois – de avril à octobre – constituent la période de reconstitution des stocks, qui est appelée soit « saison morte » ou « saison de recharge ». En plus de répondre à la demande d'hiver, les installations de stockage servent à équilibrer les charges sur les réseaux de gazoducs, à « parquer » du gaz sur de courtes périodes jusqu'à ce qu'on en ait besoin, et à fournir une protection « physique » contre la volatilité des prix.

La capacité de stockage et de livraison en période de pointe en Amérique du Nord indique que les prévisions de prix et les prévisions du niveau de la demande de pointe en hiver peuvent avoir un effet considérable sur les prix du disponible, en raison de leur incidence sur les décisions d'achat ou de vente de gaz à court terme. Les prévisions météorologiques jouent un rôle clé dans la décision de stocker ou de déstocker. Les niveaux réels de la demande et les prévisions de la demande déterminent les prix à n'importe quel moment donné.

---

### **2.5.2 Approvisionnements en gaz naturel**

Les besoins en gaz naturel au Canada sont comblés presque entièrement par des sources canadiennes, bien qu'une petite quantité de gaz soit importée des États-Unis. Le Canada est un gros exportateur net vers les États-Unis, malgré que ce pays soit le plus gros producteur de gaz naturel au monde. Les États-Unis importent une certaine quantité de gaz naturel liquéfié (GNL) et ils sont un exportateur net de petits volumes de gaz vers le Mexique.

La réaction de l'offre devant une hausse de prix diffère selon qu'il s'agit du court terme ou du long terme. Si les prix augmentent par suite d'une hausse de la demande, les fournisseurs tenteront aussitôt d'accroître l'offre en puisant dans les stocks ou en extrayant davantage de gaz des puits. En règle générale, les entreprises qui jouissent d'une capacité de réserve réagissent promptement à la perspective de ventes additionnelles. Cependant, à mesure que l'utilisation approche de la capacité limite, il devient plus difficile et plus coûteux d'accroître l'offre. Lorsque les taux d'utilisation approchent les niveaux maximum, l'offre ne peut plus s'accroître au même rythme et le marché s'ajuste essentiellement par des hausses de prix.

Si les puits existants ne suffisent plus à la demande, on ne peut accroître l'offre que par le forage de nouveaux puits. Or, pour accroître l'offre à long terme, il faut prévoir un certain délai pour la mobilisation des capitaux, l'acquisition des terrains, la planification des programmes de forage, la préparation des sites, l'embauche et la formation du personnel et l'ajout d'infrastructures. Autrement dit, il y a un certain décalage entre le moment où les signaux de prix sont reçus et le moment où les nouveaux puits sont mis en production.

### **2.5.3 Psychologie du marché**

La psychologie du marché, c'est-à-dire la réaction des intervenants aux facteurs (ou déterminants) mentionnés ci-haut, y compris des déterminants tels que la capacité de transport disponible, est un des facteurs qui peuvent influencer le prix du gaz naturel à court terme ou à long terme. Lorsqu'on examine les prix du gaz naturel et la manière dont les marchés fonctionnent, il est important de prendre en considération la psychologie du marché. Celle-ci est très difficile à mesurer – c'est l'interprétation que les négociants et les analystes font d'événements et elle peut souvent aboutir à un niveau de prix auquel on ne se serait pas attendu.

Lorsqu'on examine les mouvements de prix du gaz naturel, on remarque que les prix peuvent parfois réagir de façon excessive à un événement particulier sur le court terme ou sur le long terme, par exemple en montant ou en baissant plus que ne l'aurait laissé croire l'événement. Ainsi, les marchés qui prévoient la construction d'un nouveau gazoduc en vue d'éliminer un goulot d'étranglement pourraient voir le prix du gaz naturel diminuer sensiblement avant la date de mise en service des nouvelles installations. De même, le marché peut réagir de façon disproportionnée à l'annonce de conditions météorologiques potentiellement mauvaises en faisant monter les prix.

## **2.6 Volatilité des prix**

Le terme volatilité des prix sert à désigner la fluctuation rapide des prix d'un produit. La volatilité des prix du gaz naturel se mesure par l'écart de prix d'un jour à l'autre, exprimé en pourcentage. Le degré de variation définit la volatilité, ou l'instabilité, du marché. Comme on l'a mentionné dans le chapitre 1, les prix du gaz naturel ont été très instables au cours des deux dernières années.

---

Divers facteurs qui influent sur les prix du gaz naturel peuvent, individuellement ou collectivement, accroître ou réduire la volatilité des prix. Par exemple, la possibilité de changer de combustible et la capacité de stockage en Amérique du Nord sont des facteurs qui tendent à réduire les fluctuations saisonnières ou temporelles des prix du marché.

Étant donné la croissance rapide de la production d'électricité par des centrales au gaz ces dernières années, l'instabilité du marché de l'électricité tend maintenant à se répercuter sur les prix du gaz naturel. Lorsque des températures extrêmement froides ou extrêmement chaudes s'abattent sur une région, la demande d'électricité peut s'accroître rapidement afin de répondre aux besoins en chauffage ou en climatisation. Dans ces circonstances, les « centrales de pointe » alimentées au gaz (génératrices destinées à fonctionner au moment où la demande est à son maximum) entrent en fonction pour suppléer la production des centrales de base, et les prix sont souvent beaucoup plus élevés que ceux qui étaient en vigueur avant le changement de températures. Le gaz servant à alimenter les centrales de pointe est généralement acheté sur le marché du disponible; par conséquent, le prix payé par les exploitants de ces centrales est souvent aussi volatil que les prix de l'électricité.

Comme nous l'avons souligné plus tôt, un certain nombre de facteurs ont rendu les prix extrêmement volatils durant l'hiver 2000-2001. Les températures exceptionnellement froides de novembre et décembre 2000, conjuguées au faible niveau des stocks de gaz, ont fait grimper les prix dans de nombreuses régions d'Amérique du Nord, en particulier dans l'Est. Dans le NOP et en Californie, le faible niveau des précipitations a amoindri la capacité de production d'énergie hydroélectrique. Il a donc fallu recourir au gaz naturel pour la production d'électricité et la demande de gaz s'est donc accrue de façon substantielle. La capacité de stockage dans la région était restreinte et les gazoducs ont rapidement atteint leur pleine capacité. Malgré que les prix du gaz étaient très élevés à peu près partout en Amérique du Nord, les prix en Californie et dans le NOP ont été isolés des cours en vigueur ailleurs et ont atteint des niveaux encore plus élevés. Par ailleurs, pour diverses raisons, les prix du marché de l'électricité en Californie ont atteint eux aussi des niveaux extrêmes, ce qui a poussé davantage les prix du gaz vers le haut.

### **2.6.1 Outils financiers pour la gestion de la volatilité**

À mesure que le marché du gaz naturel a pris son essor, les divers intervenants du marché ont envisagé des mécanismes pour gérer l'instabilité des prix et de l'offre. Pour la plupart des intervenants, il s'agissait avant tout de réduire ou d'éliminer les risques liés à l'achat et à la vente de gaz naturel. On a pu gérer les risques liés à la livraison ou à la réception du gaz par les divers mécanismes contractuels visant à garantir l'accès à des approvisionnements ou à un marché; cependant, ce n'est que depuis une dizaine d'années que l'on s'attache à réduire les risques d'instabilité des prix du gaz naturel. Comme nous l'avons déjà mentionné, les marchés du gaz privilégient maintenant des contrats à échéance beaucoup plus courte, dans lesquels les parties fondent leurs engagements relatifs au prix sur les cours quotidiens ou mensuels (même si les engagements relatifs aux approvisionnements ou au marché ont un horizon plus lointain). À cause de la pratique qui consiste à s'engager à acheter ou à vendre une certaine quantité de gaz sans connaître ce que sera le prix réel, on a dû mettre au point des mécanismes par lesquels les parties contractantes ont la possibilité de convenir d'un prix fixe (immuable) avec un tiers. Le marché du gaz naturel utilise des mécanismes complexes, semblables à ceux auxquels ont recours les particuliers lorsqu'ils doivent choisir le type de prêt hypothécaire qui les mettra le plus à l'abri de la volatilité des taux d'intérêt (ouvert vs fermé; échéance à six mois, à un an ou à plus d'un an).

La partie qui signe un contrat où le prix du gaz n'est pas spécifié cherchera à supprimer l'incertitude liée au prix des livraisons faisant l'objet du contrat en recourant à une opération de couverture. De

---

fait, beaucoup de contractants évaluent le degré de risque (volatilité) qu'ils sont prêts à assumer et, selon les résultats de leur évaluation, ils adoptent une position précise par rapport au prix du gaz.

Les opérations de couverture peuvent se faire sur le marché de détail comme sur le marché de gros. Depuis de nombreuses années, dans beaucoup de provinces, les petits consommateurs finals peuvent se prévaloir du régime annuel de paiements égaux offert par leur fournisseur local. Ainsi, ils peuvent étaler sur un an les variations saisonnières de volume et de prix, afin d'amortir les coûts élevés de l'énergie qu'ils doivent supporter l'hiver. Comme le marché évolue et qu'il y a maintenant plus de parties prenantes dans la vente de gaz naturel, les consommateurs peuvent, dans certains cas, choisir d'acheter leur gaz à prix fixe sur plusieurs années. Ces mécanismes permettent donc au petit consommateur de se protéger contre l'instabilité des prix.

Les marchés de gros comportent eux aussi des mécanismes de couverture qui permettent aux parties contractantes de se protéger contre les variations des prix des produits et des frais de transport et d'entreposage, ainsi que des mécanismes permettant d'appliquer l'option de livraison ou d'achat de volumes. Ces mécanismes ont été conçus dans le but de résoudre le problème de la volatilité qui existe dans l'industrie du gaz naturel.

## **2.7 Résumé**

Les prix du gaz dans les transactions primaires sont confidentiels, c'est-à-dire que les prix auxquels les producteurs gaziers vendent leur gaz ne sont généralement pas divulgués. Cependant, il est possible de « déterminer » les prix dans les carrefours où le gaz naturel est vendu matériellement et où il se conclut un grand nombre de transactions sur le marché secondaire. Les activités des négociants à ces endroits accroissent la liquidité et la transparence des prix. De ce point de vue, ces activités sont précieuses pour le marché.

Le marché du gaz naturel privilégie les transactions à court terme depuis de nombreuses années. En conséquence, la liquidité est le plus élevée pour les transactions assorties d'une échéance de un à trois mois. La liquidité varie en raison inverse de la durée des contrats. Lorsque le degré de liquidité est élevé, c'est-à-dire lorsqu'il y a un grand nombre de transactions, les observateurs peuvent être sûrs que les prix reflètent l'activité réelle du marché. C'est pourquoi le degré de liquidité à un carrefour est d'une importance cruciale.

Au Canada, AECO et Dawn sont des carrefours à très forte liquidité. Par contre, des points d'établissement des prix tels que Sumas et Goldboro ont un faible degré de liquidité; on peut donc craindre que les prix déterminés à ces endroits ne reflètent pas la valeur réelle du gaz sur le marché.

Le gaz naturel demeure le produit dont le cours est le plus volatil sur NYMEX. Cette instabilité – ou variation brusque des prix – peut être causée par plusieurs facteurs, y compris des conditions météorologiques particulièrement mauvaises. En outre, la perception qu'a le marché des réalités de l'offre et de la demande – ou psychologie du marché – peut être souvent à l'origine d'une réaction excessive sur le plan du prix. Heureusement, il existe des outils de gestion du risque grâce auxquels les intervenants sur le marché peuvent se protéger contre l'instabilité des prix.

# MARCHÉS RÉGIONAUX DU GAZ AU CANADA

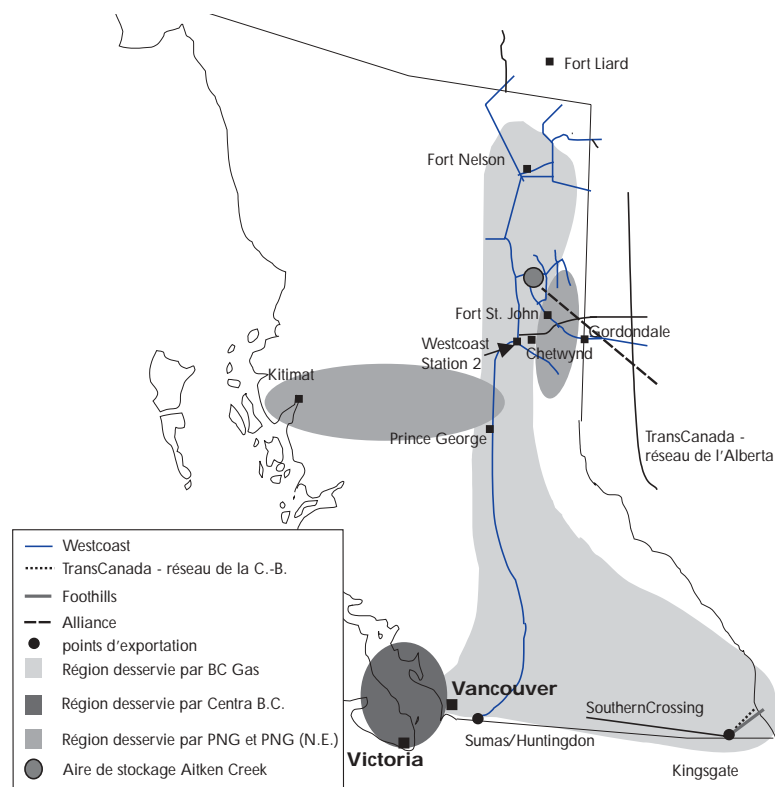
## 3.1 Colombie-Britannique

### Aperçu du marché

La Colombie-Britannique vient au deuxième rang des producteurs de gaz naturel au Canada et au troisième rang des consommateurs, après l'Ontario et l'Alberta. En 2001, la province a consommé  $8,4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $297 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz naturel. La demande se répartit comme suit : 24 % dans le secteur résidentiel, 37 % dans le secteur industriel, 16 % dans le secteur commercial et 12 % dans le secteur de la production d'électricité.

Trois distributeurs locaux (DL) sont en exploitation

en Colombie-Britannique : BC Gas Utility Ltd. (BC Gas), Pacific Northern Gas Ltd. (PNG) et Centra Gas British Columbia Inc. (Centra B.C.)<sup>1</sup>. BC Gas est le plus important, avec une clientèle de plus de 767 000 consommateurs, soit environ 90 % des consommateurs de gaz naturel de la province. PNG et PNG (N.E.) livrent du gaz naturel à quelque 40 000 clients dans le centre-ouest de la Colombie-Britannique et dans le nord-est de la province. Centra B.C. distribue du gaz à quelque 72 000 clients situés dans l'île de Vancouver et dans la région côtière appelée *Sunshine Coast*. Les DL de la province sont assujettis à la réglementation de la British Columbia Utilities Commission (BCUC). Le marché de la Colombie-Britannique compte également un certain nombre de commercialisateurs, mais ceux-ci ne desservent actuellement que les clients industriels et les grands clients commerciaux.



<sup>1</sup> Acquisée récemment par BC Gas.



---

Le réseau de Westcoast<sup>1</sup> est le principal réseau de transport de gaz en Colombie-Britannique. Le gaz acheminé par ce réseau est livré au marché intérieur de la Colombie-Britannique et à des marchés d'exportation (principalement le NOP et la Californie). Le gaz est transporté jusqu'aux marchés d'exportation grâce à des interconnexions avec le réseau de Northwest Pipeline et d'autres gazoducs de moindre envergure à Huntingdon (Colombie-Britannique)/Sumas (Washington). Le réseau de Westcoast a également une interconnexion avec le réseau de l'Alberta de TransCanada, à Gordondale (Alberta). Westcoast assure la livraison de gaz naturel aux DL, ainsi qu'à des établissements industriels et des installations de traitement du gaz qui sont reliés à son réseau.

La construction du gazoduc d'Alliance a été achevée en 2000, ce qui a permis de raccorder les zones de production gazière des régions d'Aitken Creek et de Fort St. John, en Colombie-Britannique, à l'Alberta et au marché de Chicago.

Bien que BC Gas s'approvisionne principalement en Colombie-Britannique, elle reçoit aussi du gaz de l'Alberta par l'entremise du réseau de Colombie-Britannique de TransCanada, qui traverse le sud-est de la province, depuis la frontière albertaine jusqu'à Kingsgate. La construction du gazoduc Southern Crossing de BC Gas, qui est relié au réseau de Colombie-Britannique de TransCanada, a été terminée en novembre 2000; ce gazoduc sert à répondre à la demande de pointe dans le Lower Mainland. La zone de production d'Aitken Creek est dotée d'installations de stockage, mais il n'y a pas de réservoirs de stockage dans les régions consommatrices de la Colombie-Britannique. Ainsi, en période de pointe, BC Gas répond à la demande supplémentaire en recourant au GNL et à des échanges de gaz qui font appel, par exemple, aux installations de stockage de Washington et au service à rebours (*backhaul*) sur le réseau de Northwest Pipeline. BC Gas se sert des installations de stockage situées aux États-Unis pour gérer son portefeuille d'approvisionnements en gaz.

### ***Prix régionaux du gaz naturel***

Les deux points d'établissement des prix en Colombie-Britannique sont Sumas/Huntingdon et la station 2 de Westcoast. Depuis toujours, l'évolution des prix du gaz à Sumas suit de plus près celle des prix à Malin, en Californie, que l'évolution des prix à AECO (figures 3.1.1 et 3.1.2), ce qui laisse entendre que le prix du gaz à Sumas est soumis à l'influence de la dynamique de l'offre et de la demande dans la région du NOP et en Californie. Les prix du gaz à la station 2 ont tendance à suivre les prix à AECO. La figure 3.1.3 présente les composantes du prix du gaz pour le secteur résidentiel chez BC Gas, en prenant pour hypothèse une consommation annuelle de gaz de 120 gigajoules.

### ***Gestion de la volatilité des prix***

BC Gas achète pour environ 800 millions de dollars de gaz naturel à chaque année. Son plan annuel de passation de contrats, y compris ses plans de couverture, est approuvé par la BCUC et un résumé de ce plan est mis à la disposition du public. BC Gas rapporte que, durant l'hiver 2000-2001, elle avait conclu à l'avance des contrats d'approvisionnement et cela lui avait permis, selon ses estimations, d'économiser environ 500 millions de dollars par rapport à ce qu'il lui aurait fallu payer pour s'approvisionner sur le marché du disponible. BC Gas achète de plus en plus de gaz à la station 2, plutôt qu'à Sumas.

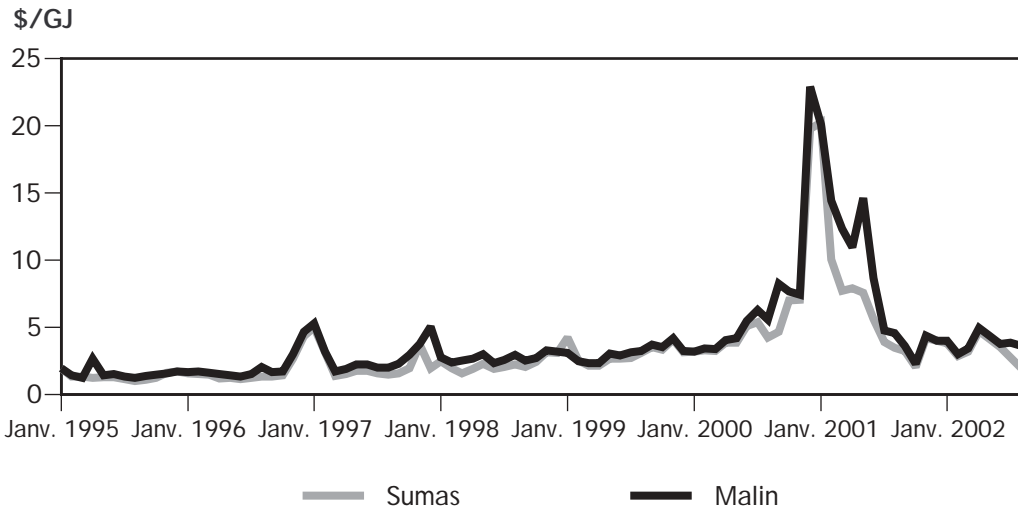
Depuis que l'on a observé des crêtes de prix exceptionnelles durant l'hiver 2000-2001 et des soldes débiteurs élevés chez les distributeurs de gaz, la BCUC oblige maintenant ces entreprises à revoir leurs prix à chaque trimestre et à les corriger s'il y a un écart de 5 % entre les recettes et les coûts prévus pour les 12 mois à venir.

---

1 Duke Energy Gas Transmission Canada a acquis récemment le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast).

FIGURE 3.1.1

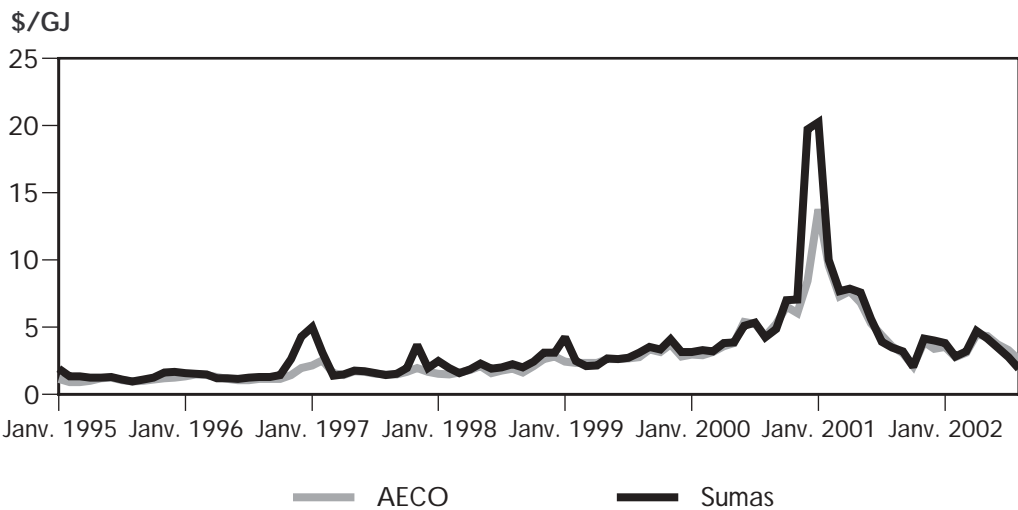
**Prix du gaz naturel sur le marché du disponible – Sumas et Malin**



Source : Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 3.1.2

**Prix du gaz naturel sur le marché du disponible – AECO et Sumas**



Source : Canadian Natural Gas Focus

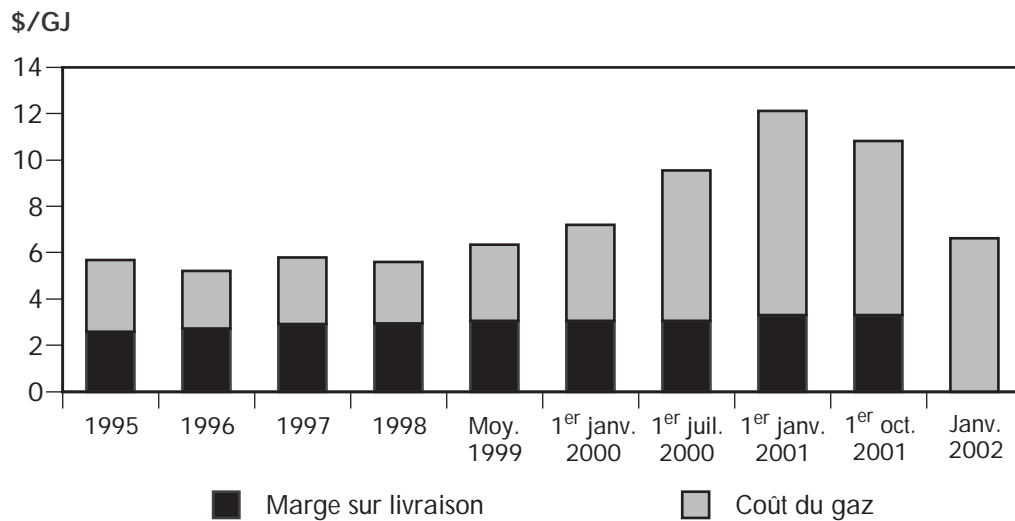
Un certain nombre de gros consommateurs de gaz en Colombie-Britannique ont accès à un combustible de remplacement. Au moment des crêtes de prix de 2000-2001, des clients de BC Gas, p. ex. Central Heat, l'Université de Colombie-Britannique et l'Université Simon Fraser, ont opté pour le mazout, tandis que des usines de pâtes et papiers ont eu recours au combustible de déchets de bois. Les clients résidentiels ont répondu à la poussée des prix par des mesures d'économie d'énergie, qui, selon BC Gas, sont à l'origine d'une baisse soutenue de la demande. L'ouverture du marché résidentiel à la concurrence ne se fera vraisemblablement pas avant novembre 2004, puisqu'il faut tout d'abord élaborer une loi qui prévoit la délivrance de permis aux commercialisateurs de gaz naturel.

**Questions d'ordre régional**

Certains intervenants sur le marché du gaz de Colombie-Britannique se soucient beaucoup de la question de la transparence des prix à Sumas et de celle des pratiques commerciales déloyales. Depuis

FIGURE 3.1.3

Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - BC Gas



Source : BCUC

la disparition de Enron Online, il n'existe pas de mécanisme de détermination des prix facilement accessible en Colombie-Britannique, quoique l'*Intercontinental Exchange* puisse jouer ce rôle éventuellement. Le nombre de participants au marché du gaz a diminué dans la dernière année. Certains utilisateurs finals signalent qu'ils n'ont pas pu s'approvisionner directement auprès des producteurs ou acheter du gaz de certains autres expéditeurs sur le réseau de Westcoast. On rapporte aussi une capacité de transport limitée sur le marché secondaire.

Par ailleurs, on exprime une certaine inquiétude au sujet de l'accessibilité future des approvisionnements en gaz et de la priorité d'accès. Les gros consommateurs de gaz savent bien qu'il existe une forte demande dans la région du NOP pour la production d'électricité et que cette demande est en hausse. Westcoast a présenté une demande en vue d'accroître la capacité de son réseau de transport de 200 000 GJ/j, d'ici novembre 2003. BC Gas poursuit son projet Inland Pacific Connector, un gazoduc qui serait relié au gazoduc Southern Crossing et qui acheminerait entre 5,7 et 8,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (200-300 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j) de gaz par jour vers Sumas depuis l'Alberta.

Williams Gas Pipeline Company, LLC et BC Hydro ont déposé une demande auprès de l'ONÉ pour la construction du pipeline de franchissement du détroit de Georgia. Ce pipeline acheminerait du gaz supplémentaire à l'île de Vancouver et à une centrale électrique que l'on projette de construire sur l'île.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique doit faire connaître sa nouvelle politique de l'énergie cet automne. Un volet de cette politique aurait rapport à la restructuration de BC Hydro et à la refonte du marché de l'électricité. BC Hydro pourrait être divisée en trois entités : production, transport et distribution. Les questions fondamentales sont de savoir comment le gouvernement abordera la tarification de l'électricité et s'il favorisera une tarification davantage axée sur le marché. Ces changements probables auront aussi un effet sur le marché du gaz. On prévoit que la demande de gaz pour la production d'électricité augmentera dans les années à venir.

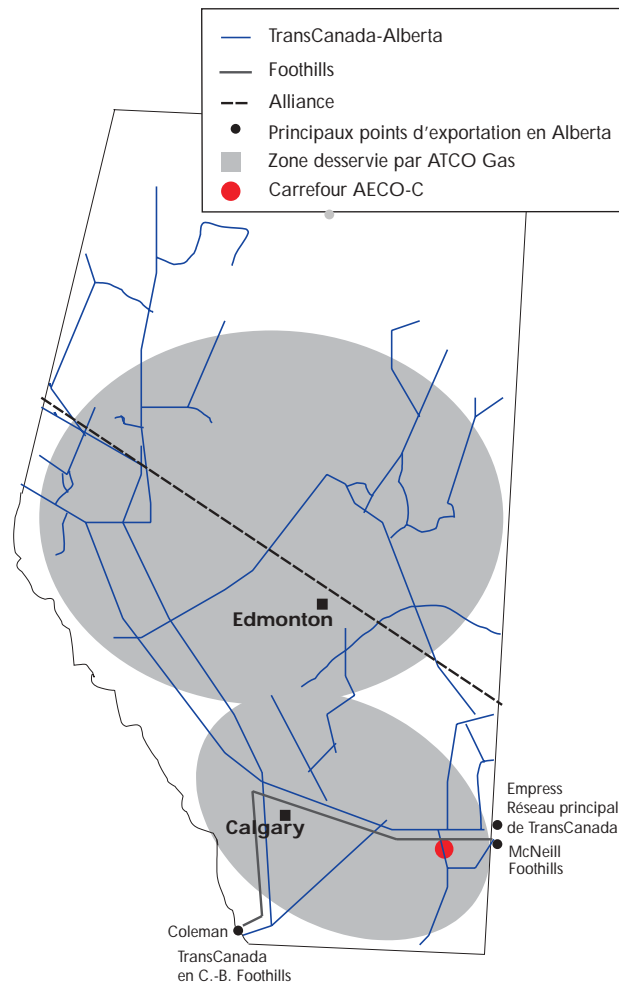
## 3.2 Alberta

### Aperçu du marché

L'Alberta est le plus gros producteur de gaz naturel au Canada, comptant pour près de 80 % de la production totale. Sur le plan de la consommation, la demande en Alberta a atteint  $20,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  (ou  $728 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) en 2001, ce qui place la province au deuxième rang derrière l'Ontario. Le secteur industriel est le plus gros consommateur de gaz en Alberta. Les clients industriels comprennent les fabricants de produits pétrochimiques et d'engrais, les sociétés d'exploitation des sables bitumineux et les sociétés de production d'électricité. La demande industrielle représente environ 70 % de la consommation totale de gaz; le reste de la consommation est répartie entre les secteurs résidentiel et commercial, principalement pour le chauffage.

Les entreprises de services publics détenues par des investisseurs desservent environ 88 % du marché albertain, le reste étant entre les mains de coopératives rurales, au nombre de 69, et d'entreprises de services publics municipales, au nombre de 24 (ex., municipalité de Medicine Hat). ATCO Gas et AltaGas Utilities Inc. sont les plus grosses entreprises de services publics assurant la distribution du gaz en Alberta. ATCO Gas dessert environ 80 % du marché, ce qui équivaut à peu près à 825 000 clients. La société est exploitée sous les dénominations sociales ATCO Gas North et ATCO Gas South; ATCO Gas North dessert Edmonton et le nord de la province, tandis que ATCO Gas South dessert Calgary et le sud de la province. AltaGas Utilities Inc. compte environ 56 000 clients. Les DL de la province sont assujettis à la réglementation de l'*Alberta Energy and Utilities Board* (AEUB).

Les Albertains qui s'approvisionnent chez ATCO Gas ou chez AltaGas Utilities Inc. ont la possibilité d'acheter du gaz d'un agent de commercialisation directe. Les entreprises de services publics municipales peuvent autoriser leurs clients à s'approvisionner chez un commercialisateur, mais elles ne sont pas tenues de le faire; les clients des coopératives rurales n'ont pas la possibilité de s'approvisionner chez un commercialisateur. On compte huit commercialisateurs agréés du côté du secteur commercial, mais seulement deux d'entre eux sont actifs dans le secteur résidentiel, à savoir ENMAX Energy Corporation (ENMAX) et EPCOR Energy Services Inc. (EPCOR). À ce stade-ci de l'évolution du marché, très peu de clients résidentiels et commerciaux achètent directement leur gaz des commercialisateurs, ce qui revient à dire que ceux-ci ne desservent qu'une petite partie du marché de détail. Les commercialisateurs ont de fait des clients industriels, mais bon nombre de ces grandes entreprises s'approvisionnent directement sur le marché de gros, auprès des producteurs.



Le réseau de l'Alberta de TransCanada (qui appartenait anciennement à NGTL) est le principal réseau de collecte et de transport de gaz naturel de la province. Il rassemble du gaz provenant de centaines de producteurs de tous les coins de la province, y compris du gaz de Colombie-Britannique, et le livre aux principaux gazoducs à la frontière de l'Alberta, en vue de son transport vers des marchés canadiens et étrangers. ATCO Pipelines est le principal réseau de distribution en Alberta; il est relié au réseau de l'Alberta de TransCanada et sert à livrer du gaz aux DL et aux clients industriels.

L'Alberta possède plusieurs réservoirs commerciaux de stockage de gaz naturel, dont l'importante installation au carrefour AECO-C, ayant une capacité totale d'environ 6,4 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup> (226 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). De nombreux fournisseurs stockent leur gaz naturel dans ces réservoirs suivant diverses ententes contractuelles.

### **Prix régionaux du gaz naturel**

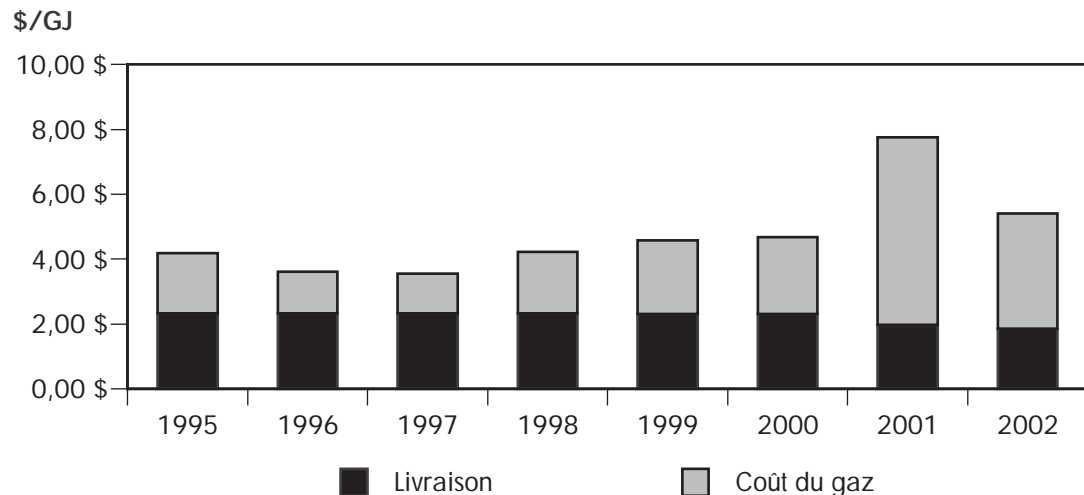
Les prix du gaz au carrefour AECO-C sont représentés dans la figure 1.1. Les figures 3.2.1 et 3.2.2 montrent les composantes du prix du gaz pour les clients résidentiels chez ATCO Gas North et ATCO Gas South respectivement. Les coûts de livraison comprennent les frais fixes et les frais variables, et reposent sur l'hypothèse que la consommation moyenne d'un ménage est de 150 gigajoules par année. Les prix indiqués sont ceux observés au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année, sauf pour 2001, où la date de référence est le 2 janvier. (Les prix ont été rajustés à divers moments au fil des ans, et depuis le 1<sup>er</sup> avril 2002 ils sont corrigés mensuellement.)

### **Gestion de la volatilité des prix**

L'AEUB assure la réglementation des tarifs demandés aux consommateurs de gaz naturel par les entreprises de services publics détenues par des investisseurs, notamment ATCO Gas et AltaGas Utilities Inc. Les tarifs payés par les clients des commercialisateurs, des coopératives gazières rurales et des entreprises de services publics municipales, de même que les transactions sur le marché de gros, ne sont pas assujettis à la réglementation de l'AEUB.

**FIGURE 3.2.1**

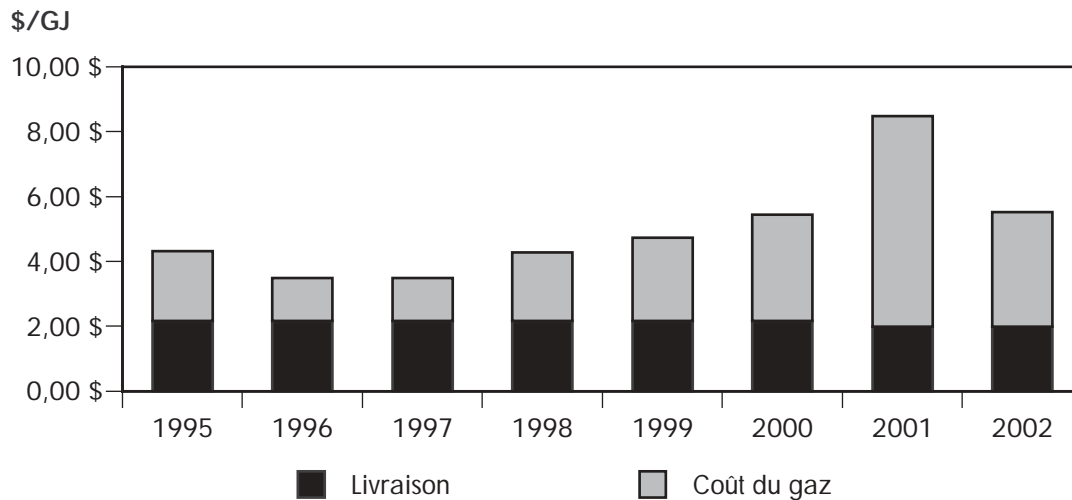
### **Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - ATCO Gas North**



Source : ATCO Gas

FIGURE 3.2.2

**Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - ATCO Gas South**



Source : ATCO Gas

Comme le marché albertain du gaz se trouve au coeur du BSOC, le transport du gaz des puits aux marchés est beaucoup moins coûteux en Alberta que dans les autres provinces. En Alberta, le coût du gaz proprement dit constitue la majeure partie du montant d'une facture type pour le secteur résidentiel. Par conséquent, le montant de la facture d'un Albertain risque de varier davantage que le montant de la facture des autres Canadiens, à cause des fluctuations du prix du gaz naturel.

Avant avril 2002, les tarifs du gaz naturel étaient fixés à chaque saison et étaient rajustés en avril et en novembre de chaque année. Bien que cette pratique rendait compte des tendances de prix saisonnières normales, elle conduisait parfois à des prix qui s'écartaient sensiblement des prix du marché; il fallait donc apporter des corrections majeures aux prix pour refléter les prix du marché et les soldes de comptes de report. Depuis, l'AEUB demande de rajuster les prix mensuellement. Maintenant, les entreprises de services publics déposent devant l'AEUB des demandes d'approbation de tarifs mensuels fondés essentiellement sur les prévisions des prix du marché pour le mois suivant. Ainsi, les clients paient un taux qui reflète mieux le prix courant du gaz naturel. De plus, on évite de cette manière les corrections de tarif sévères visant à tenir compte de la différence entre le prix du marché et le tarif saisonnier.

Les consommateurs de gaz qui préfèrent recourir à un mécanisme de couverture doivent passer un contrat d'approvisionnement avec un commercialisateur. L'AEUB a réitéré dernièrement sa position selon laquelle les entreprises de services publics doivent maintenir la pratique qui consiste à acheter des approvisionnements de gaz dont le prix est indexé quotidiennement et mensuellement. Les consommateurs qui continueront de faire affaire avec ces entreprises paieront, comme avant, un tarif réglementé. Sur le marché résidentiel, les clients de ATCO Gas ou de AltaGas Utilities peuvent passer un contrat d'approvisionnement à prix fixe/GJ avec EPCOR ou ENMAX; ce contrat peut avoir un terme d'un an, de trois ans ou de cinq ans. Dans ces conditions, le distributeur local continuera de livrer le gaz sur son réseau et il facturera les services et la livraison. Cette stratégie peut servir à protéger les consommateurs contre les fluctuations de prix, mais le prix fixé peut à tout moment être supérieur aux prix du marché. Un autre moyen pour le consommateur de se protéger contre les variations de prix est le régime de paiements égaux offert par les entreprises de services publics et les commercialisateurs.

---

Durant l'hiver 2000-2001, les consommateurs albertains ont géré l'instabilité et la croissance des prix du gaz en réduisant la demande par des mesures d'économie d'énergie et le remplacement de combustible; l'activité industrielle a aussi diminué. La demande résidentielle a diminué de 8 % (correction faite des effets des conditions météorologiques), tandis que la demande industrielle a accusé un recul de 13 %.

Le gouvernement de l'Alberta a lui aussi aidé les consommateurs de gaz naturel à supporter les prix élevés en offrant des remises et des remboursements de la taxe sur l'énergie. La *Natural Gas Price Protection Act* est toujours en vigueur et elle prévoit des remises dès que le prix du gaz atteint 5,50 \$ le gigajoule.

### ***Questions d'ordre régional***

La manière dont le marché albertain du gaz évolue est une question capitale. Devant le peu de développement que connaît le marché de détail depuis des années pour ce qui concerne les consommateurs résidentiels et commerciaux (c.-à-d. la clientèle de base), l'AEUB a convoqué des instances au début de 2001. Le 30 octobre 2001, l'organisme a publié sa décision n° 2001-75 relative aux tarifs du gaz naturel et aux questions de politique générale, laquelle décision supprimait plusieurs barrières à l'entrée présentes sur le marché principal. La décision de l'AEUB était fondée sur le principe suivant lequel les commercialisateurs de gaz doivent avoir des possibilités raisonnables de faire concurrence aux autres fournisseurs pendant que les entreprises de services publics sont traitées équitablement et que leur clientèle est protégée.

La décision de l'AEUB oblige notamment les entreprises de services publics à rajuster les tarifs mensuellement et stipule que ces entreprises ne sont pas autorisées à mettre en application des programmes de couverture (dont il a été question plus haut). Ce dernier point est réputé crucial, car l'existence de tels programmes peut nuire considérablement à l'essor du marché de détail du gaz.

Dans sa décision, l'AEUB a en outre « dégroupé » certaines fonctions des entreprises de services publics liées au service à la clientèle, p. ex. facturation, centres d'appel et systèmes d'information sur la clientèle. Auparavant, ces coûts entraient dans le calcul des tarifs de distribution, ce qui signifie que les clients des commercialisateurs devaient supporter les coûts de l'infrastructure du service à la clientèle du détaillant et de l'entreprise de services publics. Maintenant, les coûts du service à la clientèle de l'entreprise de services publics sont supportés uniquement par les consommateurs qui achètent leur gaz de cette entreprise.

De même, l'AEUB a enjoint les entreprises de services publics à inclure certains coûts liés à l'achat de gaz naturel dans le coût du gaz proprement dit plutôt que dans le tarif de distribution. Ainsi, on peut établir une meilleure comparaison entre les coûts du gaz des entreprises de services publics et ceux des détaillants.

L'AEUB a de plus adopté des mesures visant à faire en sorte que tous les clients, qu'ils s'approvisionnent chez une entreprise de services publics ou chez un commercialisateur, bénéficient d'« actifs anciens » tels que la production gazière appartenant à l'entreprise. ATCO Gas North a comblé environ 15 % de ses besoins en gaz avec de la production dont elle était propriétaire et elle n'a recouvré que les coûts des redevances liées à cette production. Ainsi, les clients de ATCO Gas North ont profité d'une « couverture physique » étant donné qu'ils payaient leur gaz à un prix artificiellement bas. De plus, entre autres facteurs, ceci a eu pour effet d'empêcher les commercialisateurs de livrer concurrence sur ce territoire. Depuis la décision de l'AEUB, ATCO Gas North a vendu ses réserves de gaz et distribué le produit de cette vente à ses clients. Les tarifs

---

pratiqués par ATCO Gas North sont maintenant plus près des prix du marché et tendent vers les tarifs que paient les consommateurs de gaz du sud de l'Alberta.

Malgré l'élimination de plusieurs obstacles au développement du marché de détail, un certain nombre de questions ayant trait au dégroupement demeurent en suspens, par exemple le code de conduite pour les filiales de commercialisation au détail des entreprises de services publics et les exigences de garantie s'appliquant aux détaillants.

L'accès aux sources d'approvisionnement n'est pas un problème pour le marché albertain du gaz, compte tenu de la proximité des points de production gazière. En outre, la *Gas Resources Preservation Act* oblige l'AEUB à veiller à ce que les clients du marché principal jouissent d'un cycle d'approvisionnement de 15 ans.

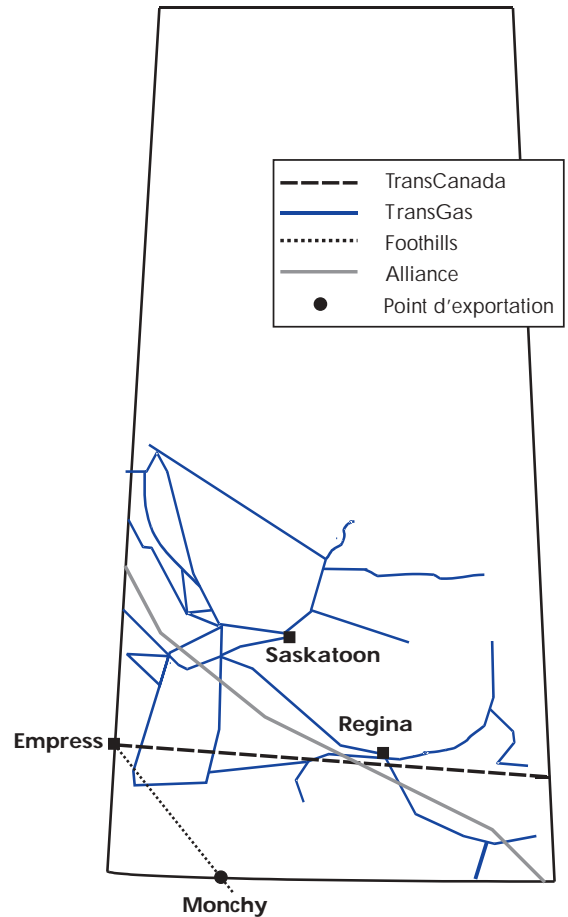


### 3.3 Saskatchewan

#### *Aperçu du marché*

La Saskatchewan est le troisième producteur de gaz naturel en importance au Canada et le cinquième consommateur en importance. En 2001, la consommation totale de gaz a atteint  $4,9 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $173 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ), soit un peu moins qu'au Québec. Le marché industriel compte pour les deux tiers de la consommation en Saskatchewan, où le gaz est acheté en majeure partie directement par les clients industriels. Depuis 1987, les clients résidentiels peuvent acheter directement leur gaz de commercialisateurs mais, comme en Alberta, ceux-ci n'ont pas réussi à attirer la clientèle du distributeur local.

Le distributeur local est SaskEnergy Incorporated (SaskEnergy), société appartenant au gouvernement provincial. Au cours des dernières années, SaskEnergy a réussi à étendre ses activités dans les régions rurales de la Saskatchewan. TransGas Limited (TransGas), société apparentée à SaskEnergy, s'occupe de recueillir le gaz et de le transporter sur le territoire de la province.



La Saskatchewan possède des réservoirs de stockage de gaz naturel sur son territoire; ceux-ci lui permettent de répondre à la demande de pointe l'hiver et de soutenir les exportations de gaz. TransGas gère et exploite les installations de stockage de SaskEnergy.

#### *Prix régionaux du gaz naturel*

Les prix du gaz à consommer en Saskatchewan sont établis à Empress, correction faite du coût du transport (figure 3.3.1). Il n'existe donc pas de carrefour régional d'établissement des prix en Saskatchewan. La figure 3.3.2 présente les composantes du prix du gaz pour les clients résidentiels chez SaskEnergy. Les frais de transport comprennent un tarif mensuel de base ainsi que des frais de livraison; les données reposent sur l'hypothèse d'une consommation annuelle de gaz de  $3\,500 \text{ m}^3$ . Dans cette figure, un prix moyen est calculé pour chaque année.

#### *Gestion de la volatilité des prix*

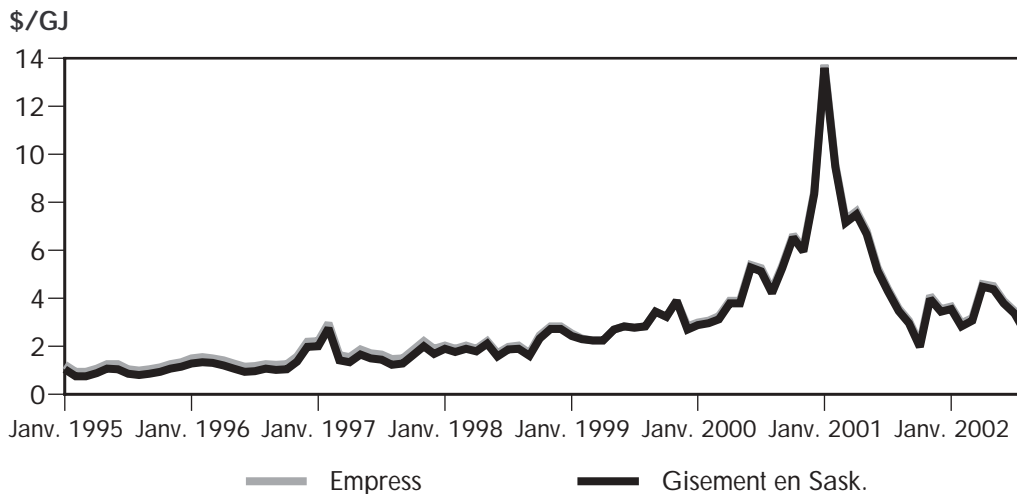
SaskEnergy, qui est une société d'État, n'est pas assujettie à la réglementation d'un organisme provincial, contrairement aux autres entreprises de services publics assurant la distribution du gaz naturel au Canada; cependant, ses tarifs sont étudiés par la commission d'examen des tarifs qui a été mise sur pied par le gouvernement. SaskEnergy se sert de divers points de repère pour comparer son rendement à celui d'autres organismes au Canada. La volatilité des prix est gérée par un programme de couverture qui a été mis sur pied dans le but de protéger les clients de SaskEnergy contre le risque de fortes augmentations des prix.

### Questions d'ordre régional

Le marché de la Saskatchewan conserve un degré de liquidité élevé en raison du nombre de producteurs et de sa capacité d'acheter du gaz de l'Alberta. Comme la Saskatchewan est un exportateur net de gaz naturel et qu'elle possède un réseau de collecte et de transport adéquat sur tout le territoire, les intervenants sur le marché n'ont exprimé aucune préoccupation au sujet du transport ou de l'approvisionnement.

FIGURE 3.3.1

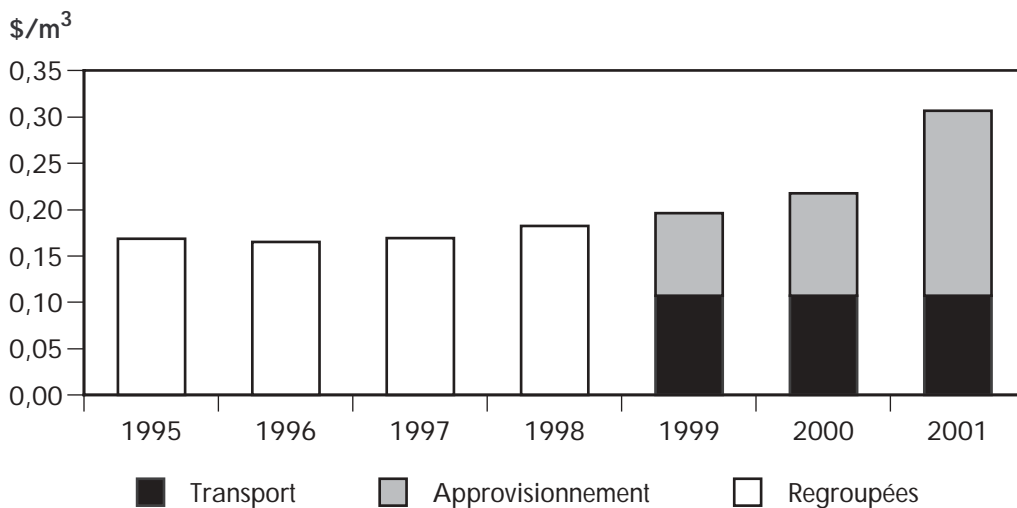
#### Prix du gaz à Empress et prix au gisement en Saskatchewan



Source : Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 3.3.2

#### Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - SaskEnergy



Source : SaskEnergy

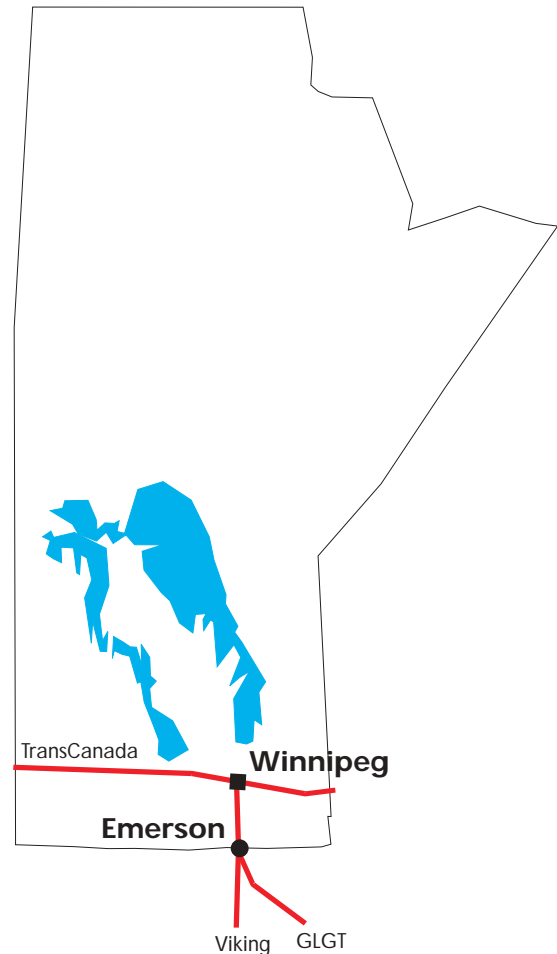
### 3.4 Manitoba

#### *Aperçu du marché*

Pendant très longtemps, le Manitoba a été le plus petit marché du gaz au Canada (le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ont commencé à consommer du gaz naturel en 2001). En 2001 justement, le Manitoba a consommé environ  $2,0 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$  ( $72 \text{ 10}^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz naturel. Le secteur industriel compte pour 75 % de la demande, le reste étant réparti entre le secteur commercial et le secteur résidentiel (qui forment ensemble le petit secteur des services généraux). Les ventes directes au Manitoba, qui s'établissent à environ  $0,7 \text{ 10}^9 \text{ m}^3$  ( $25 \text{ 10}^9 \text{ pi}^3$ ), représentent le tiers de la demande totale. La province ne compte à l'heure actuelle aucune centrale électrique alimentée au gaz, mais on projette d'en construire.

Centra Gas Manitoba (Centra Gas) est la principale entreprise de services publics assurant la distribution du gaz au Manitoba; elle compte plus de 240 000 clients résidentiels. Environ 14 % de ces clients achètent directement leur gaz de commercialisateurs. Hydro-Manitoba a acheté Centra Gas du groupe Westcoast Energy en 1999. Bien que Centra Gas fonctionne encore sous ce nom, Hydro-Manitoba a commencé à intégrer les services communs de gestion des deux entreprises. Dans cette province, le gaz naturel est disponible surtout dans les régions urbaines, mais depuis un certain nombre d'années on s'efforce de rendre le gaz naturel plus disponible dans les régions rurales.

Centra Gas achète plus de 95 % de son gaz naturel dans les autres provinces de l'Ouest. Pour le reste, elle s'approvisionne aux États-Unis et fait livrer le gaz à des réservoirs dans le Midwest, où elle a des contrats de stockage à long terme. Cette façon de faire découle de la stratégie qu'a adoptée Centra Gas au début des années 90 et qui consistait à réduire sa capacité réservée par contrat sur le réseau de TransCanada et sa dépendance, jusque là totale, à l'égard des approvisionnements en gaz de l'Ouest du pays. Centra Gas a donc passé des contrats de stockage à long terme et des contrats de transport par gazoduc dans le Midwest. La stratégie de Centra Gas qui consiste à réserver de la capacité de stockage en aval ressemble à celle de BC Gas (quoique les distances soient beaucoup plus grandes). Lorsque Centra Gas doit récupérer du gaz naturel déjà stocké, le gaz est transféré du réseau de TransCanada vers le marché manitobain et une quantité équivalente est extraite des réservoirs de stockage et acheminée vers le réseau de TransCanada par l'entremise du réseau de Great Lakes Gas Transmission, situé dans le Midwest des États-Unis.

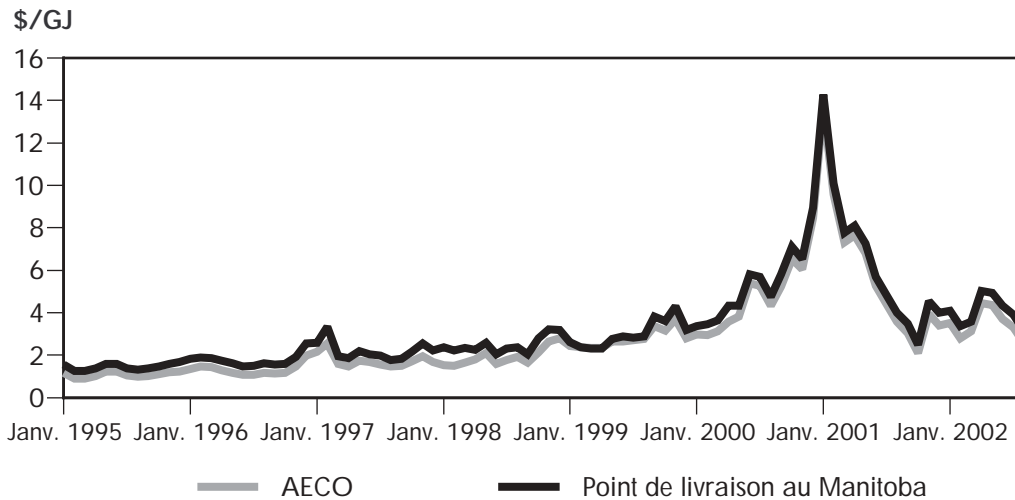


### Prix régionaux du gaz naturel

La majeure partie du gaz naturel distribué sur le marché manitobain est vendu à des prix établis en fonction des prix à AECO, plus les frais de transport vers le Manitoba sur le réseau de TransCanada (figure 3.4.1). Il n'existe pas de carrefour régional d'établissement des prix au Manitoba. La figure 3.4.2 présente les composantes du prix du gaz pour les clients résidentiels chez Centra Gas. Chaque barre du diagramme représente le prix du gaz à une date particulière dans l'année, p. ex. 1<sup>er</sup> janvier 2001. (Le prix du gaz ne comprend pas les frais mensuels de base.) Les prix ont été rajustés au cours de l'année civile, et plus souvent depuis 1999, pour refléter les coûts réels du gaz.

FIGURE 3.4.1

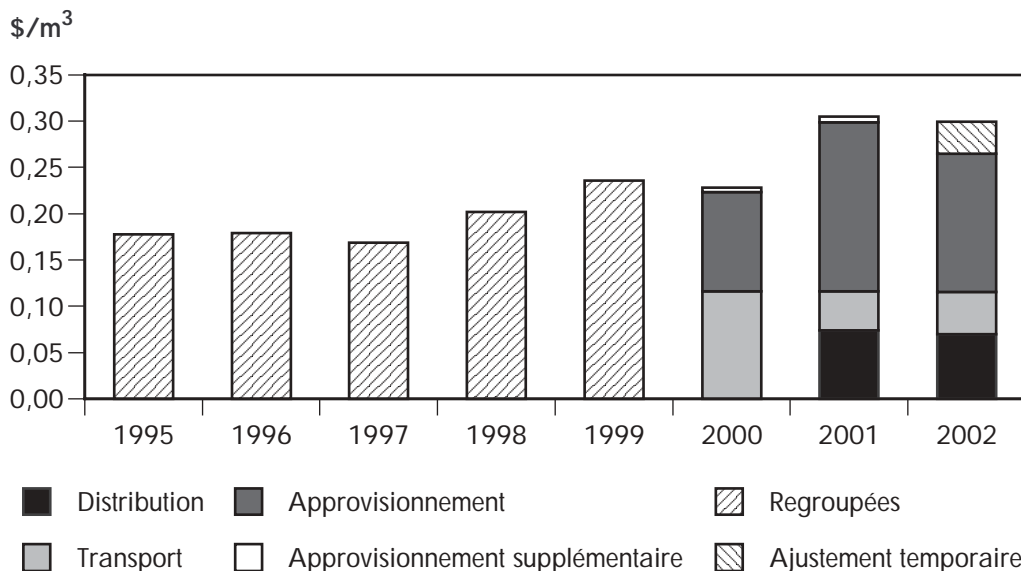
#### Prix AECO et prix au point de livraison au Manitoba



Source : Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 3.4.2

#### Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - Centra Manitoba



Source : Centra Manitoba

---

### ***Gestion de la volatilité des prix***

À l'heure actuelle, Centra Gas gère l'instabilité des prix du gaz naturel en effectuant une opération de couverture sur 57 % de ses approvisionnements de base. Sa méthode de gestion des prix est examinée par l'organisme de réglementation compétent, à savoir la Régie des services publics du Manitoba.

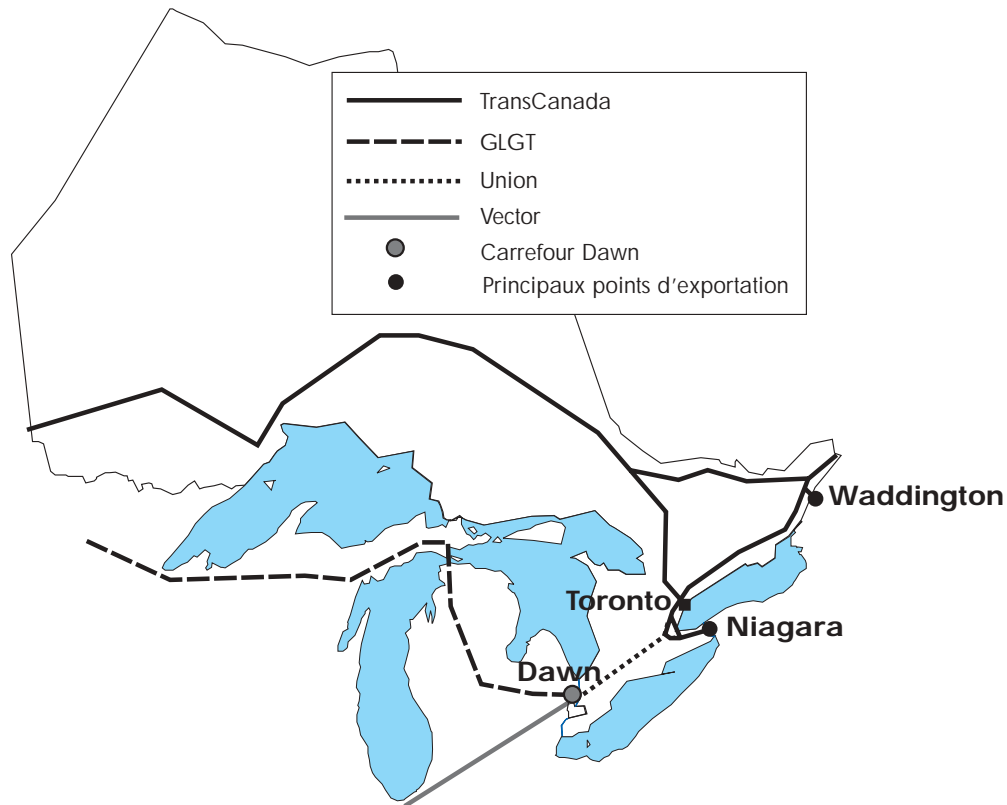
### ***Questions d'ordre régional***

Étant donné que plus de 95 % des approvisionnements en gaz du Manitoba viennent de l'Ouest du Canada, certains des intervenants sur ce marché s'inquiètent de la diminution de la capacité réservée par contrat sur le réseau de TransCanada. En l'absence apparente d'un réseau de transport de substitution viable, certains intervenants se sentent entièrement tributaires de TransCanada et trouvent qu'ils ne bénéficient pas d'un éventail de choix quant au transport, comme le font les producteurs de l'Ouest du pays et certains consommateurs de l'Est.

Certains intervenants sur le marché ont proposé que l'on modifie la conception et la structure des droits de TransCanada afin d'amenuiser les effets de la hausse des coûts de transport attribuable à la diminution continue du nombre de contrats de transport garanti sur ce réseau. Certains intervenants sont également préoccupés par le peu de découvertes de gaz qui ont été faites dans le BSOC malgré un nombre record de forages en 2001. Ce manque apparent de nouveaux approvisionnements, conjugué à l'accroissement de la capacité de transport à partir de l'Ouest du Canada, pourrait réduire encore davantage la capacité réservée par contrat sur le réseau de TransCanada et faire augmenter les prix du gaz au point de livraison au Manitoba.

En raison de l'absence d'un carrefour régional d'établissement des prix dans cette province, on s'inquiète de ce que le degré de liquidité diminue avec la réduction du nombre de contreparties. On se préoccupe aussi du degré de transparence des prix et de l'idée selon laquelle le régime de surveillance réglementaire devrait être renforcé. La diminution du nombre de parties capables de vendre ou disposées à vendre sur un marché comme celui du Manitoba (en particulier le marché de détail), conjuguée au manque de transparence dans l'établissement des prix, suscite chez certains intervenants du marché provincial des inquiétudes au sujet du pouvoir de marché que détiennent les commercialisateurs de gaz naturel.

### 3.5 Ontario



#### *Aperçu du marché*

L'Ontario est le plus important marché du gaz naturel au Canada. En 2001, les ventes de gaz ont totalisé  $25,5 \cdot 10^9 \text{m}^3$  ( $899 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ). Les secteurs industriel et résidentiel comptent pour 36 % et 31 % de la demande, respectivement. Le secteur commercial représente 20 % du marché et le secteur de la production d'électricité, environ 11 %.

Les deux grands distributeurs locaux (DL) de la province sont Union Gas Limited (Union)<sup>1</sup> et Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge). Enbridge est la plus importante société de distribution de gaz naturel au Canada, avec plus de 1,5 million de clients dans le centre et l'est de l'Ontario, le sud-ouest du Québec et le nord de l'État de New York. Union fournit des services de distribution à plus de 1,1 million de clients dans le nord, l'est et le sud-ouest de l'Ontario. Les deux principaux commercialisateurs de gaz de la province sont Direct Energy et Ontario Energy Savings Corporation. Selon la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO), environ 50 % des consommateurs résidentiels achètent leur gaz chez un commercialisateur. Les DL sont assujettis à la réglementation de la Commission de l'énergie de l'Ontario; celle-ci s'occupe également d'octroyer les permis aux commercialisateurs.

Outre son réseau de distribution, Union exploite des installations de transport de grande envergure qui sont reliées au réseau principal de TransCanada, au gazoduc de Vector Pipeline Inc. (Vector) et à plusieurs autres gazoducs étatsuniens. Union transporte du gaz pour des clients situés dans sa zone de desserte et à l'extérieur de cette zone, y compris TransCanada, d'autres DL et des clients exportateurs

<sup>1</sup> Propriété de Duke Energy Gas Transmission Canada.

qui livrent du gaz naturel dans les marchés du Nord-Est des États-Unis. Le réseau d'Enbridge comporte des points d'interconnexion avec les installations pipelinières de TransCanada et de Union, et avec des gazoducs étatsuniens.

Union achète la majeure partie de son gaz dans l'Ouest du Canada (environ 75 % du total en 2002), le reste provenant des États-Unis et de Dawn (Ontario).

Union possède et exploite les plus importantes installations canadiennes de stockage souterrain de gaz naturel, situées près de Dawn. Ces installations ont une capacité de stockage de  $4,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $145 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ). Les installations de stockage et les multiples interconnexions de gazoducs permettent à Union de faire fonction de carrefour pour aider les autres sociétés de gazoducs et expéditeurs à équilibrer l'offre en amont et la demande en aval. En 2001, des transferts de titres représentant un volume estimatif de  $337 \cdot 10^6 \text{ m}^3 / \text{j}$  ( $11,9 \cdot 10^9 \text{ pi}^3 / \text{j}$ ) de gaz naturel ont eu lieu aux installations de Union à Dawn, ce qui en fait l'un des carrefours à connaître la plus forte croissance en Amérique du Nord depuis cinq ans. Union affirme que Dawn a maintenant un degré de liquidité plus élevé et que son marché s'est élargi grâce à la mise en service des gazoducs d'Alliance et de Vector Pipelines en 2000. De son côté, Enbridge possède les installations de stockage de gaz Tecomseh, situées également à Dawn. Ces installations ont une capacité de stockage de  $2,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $90 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ).

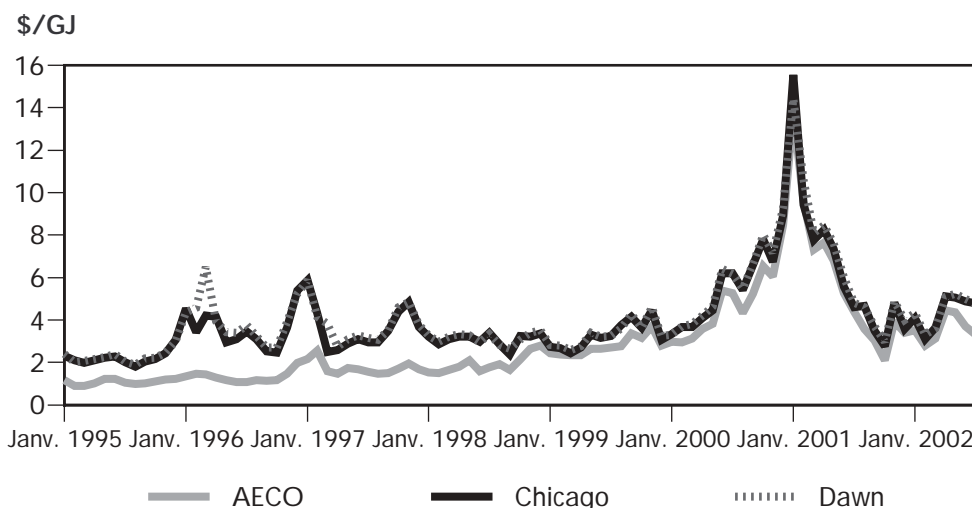
Le 1<sup>er</sup> mai 2002, le gouvernement de l'Ontario a ouvert le marché de détail de l'électricité à la concurrence. La mesure a été passablement bien accueillie par les consommateurs, qui ont été environ 800 000 à signer un contrat avec un détaillant (sur un total de quatre millions d'abonnés en Ontario).

### **Prix régionaux du gaz naturel**

La figure 3.5.1 présente une comparaison du prix du gaz naturel à AECO avec le prix à Dawn, principal point d'établissement du prix du gaz naturel en Ontario, et le prix au point de livraison à Chicago, l'un des principaux points d'établissement des prix du gaz naturel du Midwest américain. Le graphique permet de constater que les prix de gros en Ontario et aux États-Unis étaient étroitement liés pour toute la période visée. Le marché de l'Ontario est de plus en plus intégré à celui de l'Alberta depuis le début de 1999. Les figures 3.5.2 et 3.5.3 présentent les composantes du prix du gaz naturel

**FIGURE 3.5.1**

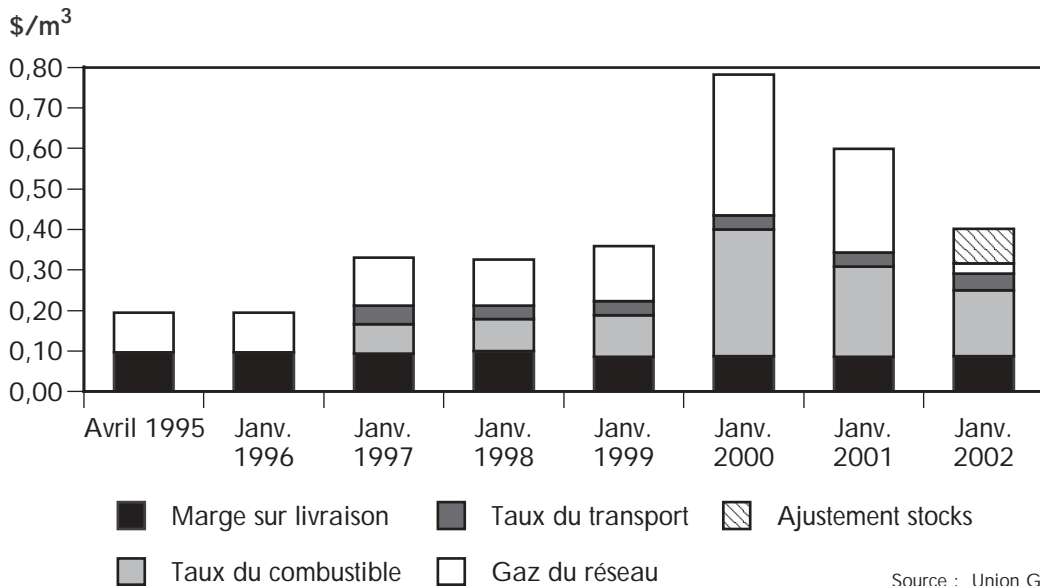
#### **Prix AECO et prix à Dawn et à Chicago**



Source : Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 3.5.2

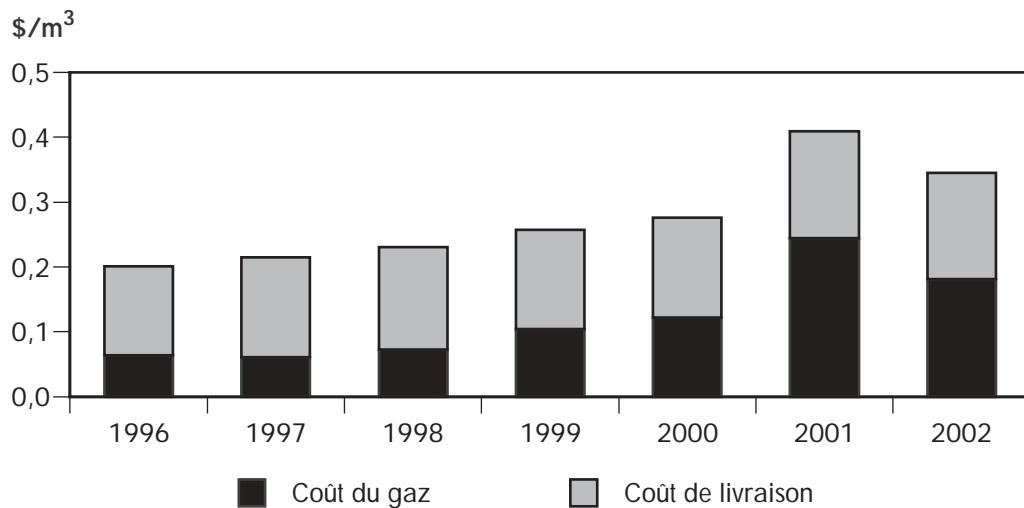
Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - Union



Source : Union Gas

FIGURE 3.5.3

Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - Enbridge



Source : Enbridge Gas Distribution Inc.

pour les clients résidentiels chez Union et Enbridge. Chaque barre du diagramme 3.5.2 représente le prix du gaz à une date particulière dans l'année. Les prix ont été rajustés à différents moments au cours des années. Les prix de Union sont décomposés en quatre éléments depuis 1997; un élément stock a été ajouté en 2002. Les frais de livraison mensuels de 7,50 \$ ne sont pas pris en compte dans le diagramme. Chaque barre du diagramme 3.5.3 représente le prix du gaz au mètre cube en janvier, pour une famille dont la consommation mensuelle moyenne est de 548 m<sup>3</sup>. Encore là, les prix ont été rajustés à différents moments au cours des années.



---

### ***Gestion de la volatilité des prix***

Pour l'achat de ses approvisionnements en gaz, Enbridge a recours à un programme de couverture/gestion de risque approuvé par la CÉO. La société gazière a créé un mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs, qui est en application depuis octobre 2001.

Les tarifs peuvent être modifiés à tous les trois mois pour mieux refléter le coût réel du gaz naturel. Enbridge fixe ses tarifs à la clientèle en fonction des prévisions de coût sur 12 mois (du 1<sup>er</sup> octobre au 30 septembre), mais en raison des variations de prix, il existe toujours un écart entre le prix exigé chaque mois (fondé sur les prévisions de coût) et le coût réel du gaz. Les écarts de prix sont consignés dans le compte d'écart pour achats de gaz (*Purchase Gas Variance Account* – PGVA). Les rajustements de tarifs peuvent se faire trimestriellement, mais le PGVA est apuré annuellement.

À l'instar d'Enbridge, Union n'a aucune difficulté à s'approvisionner, même dans les périodes où les prix sont le plus volatils. Cette société a développé une approche de gestion de portefeuille pour les achats de gaz, et elle achète ce gaz tout le long de l'année sur une base quotidienne, mensuelle, saisonnière ou annuelle. Elle fixe des objectifs d'approvisionnement pour chaque saison. L'entreprise couvre de 20 à 40 % de ses approvisionnements durant l'été et de 40 à 60 % durant l'hiver. Union a recours à des instruments financiers comme les tunnels pour atténuer les effets des impondérables. Sur le long terme, le prix moyen de Union suit le marché, abstraction faite des pics et des creux. La stratégie d'achat de gaz appliquée par Union est approuvée par la CÉO.

Comme Enbridge, Union revoit ses prix trimestriellement et corrige les tarifs si les prévisions de prix pour les 12 prochains mois ont changé par rapport au trimestre précédent. Les reports ou les réductions de coût sont répercutés sur les consommateurs une fois par année.

Le marché de détail offre au consommateur la possibilité de passer un contrat à prix fixe avec un commercialisateur. Jusqu'à maintenant, le principal avantage de la formule de l'achat direct pour la plupart des consommateurs a été de limiter les coûts plutôt que de les réduire.

### ***Questions d'ordre régional***

Les questions financières sont un aspect de première importance pour un certain nombre d'intervenants sur le marché du gaz en Ontario. À l'heure actuelle, Union doit recourir à des lignes de crédit pour faire des affaires, ce qu'elle n'avait jamais fait auparavant. Un gros acheteur de gaz vérifiera la solvabilité des fournisseurs et préférera s'approvisionner chez un « fournisseur de qualité » plutôt que chez le plus bas soumissionnaire. De petits consommateurs de gaz ont eu beaucoup de difficulté à s'approvisionner sans une marge de crédit appréciable.

Une association des réseaux thermiques de l'Ontario a affirmé que ses clients commerciaux, en particulier les gestionnaires d'immeubles, avaient de la difficulté à gérer l'instabilité des prix du gaz naturel. Dans certains cas, les gestionnaires d'immeubles ne pouvaient pas répercuter la hausse des coûts de l'énergie sur les locataires et ils se voyaient obligés de déclarer faillite. Dans d'autres cas, l'argent qui devait servir à payer les travaux de rénovation de l'immeuble servait plutôt à supporter les coûts de l'énergie.

En janvier 2000, la CÉO a commencé à élaborer des règles concernant l'accès aux services de distribution. En juin 2002, elle a publié une version provisoire de la « Règle concernant l'accès aux services de distribution du gaz » (*Gas Distribution Access Rule* – GDAR). Cette règle oblige en particulier les distributeurs à agir de façon non discriminatoire dans leurs rapports avec les fournisseurs de gaz; en outre, elle marque un certain assouplissement en ce qu'elle permet aux

---

distributeurs et aux fournisseurs de mener leurs relations d'affaires avec plus de souplesse, dans les limites des paramètres établis par la Commission. Enfin, elle ouvre la voie aux options de facturation et au traitement des demandes de prestation de services, comme dans le secteur de l'électricité.

La branche ontarienne de l'Association des consommateurs du Canada est d'avis que les consommateurs ontariens sont de mieux en mieux informés en ce qui concerne l'achat de gaz naturel, mais qu'on peut faire plus. Elle souligne que la concurrence est limitée sur le marché de détail, parce que trois détaillants détiennent à eux seuls 90 % du marché des ventes directes et que les DL contrôlent encore les services de stockage, de facturation et d'équilibrage des charges. La nouvelle règle proposée par la CÉO pourrait bien résoudre ces problèmes.

Pour donner suite aux inquiétudes et récriminations de certains consommateurs à l'égard des commercialisateurs de sources d'énergie, le gouvernement de l'Ontario a adopté en juin dernier la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*. Cette loi vise à renforcer les droits des consommateurs, en conférant un plus grand pouvoir de contrainte à la CÉO, et à instituer une Charte des droits des consommateurs d'énergie qui protégera les consommateurs d'électricité et de gaz naturel contre les pratiques commerciales déloyales des détaillants.

Un certain nombre d'intervenants du marché de l'énergie sont préoccupés par les droits exigés sur le réseau de TransCanada, parce que ces droits sont en hausse et que la capacité réservée en vertu de contrats à long terme est en régression. Certains croient que l'on fait supporter une part disproportionnée des coûts et des risques à la clientèle captive aux points d'expédition et de réception du gazoduc.

Certains intervenants du marché du gaz considèrent comme un problème les contraintes qui s'exercent sur le tronçon du gazoduc de Union entre Dawn et Parkway et l'obligation de livrer à Parkway 365 jours par année. Union impose cette obligation pour être en mesure de répondre à la demande de pointe l'hiver pour elle-même et les autres DL. Parkway n'a pas un degré de liquidité aussi élevé que Dawn et il n'existe pas de réservoirs de stockage à proximité. Union offre toutefois des services de transport, de stockage et de distribution dégroupés, et un expéditeur peut obtenir un service dégroupé avec l'obligation de livrer à Parkway 22 jours par année seulement. Toutefois, l'optimisation de l'emploi des biens matériels est une opération complexe qui exige de bonnes connaissances. Aucun client industriel n'a acheté des services dégroupés.

### 3.6 Québec

#### *Aperçu du marché*

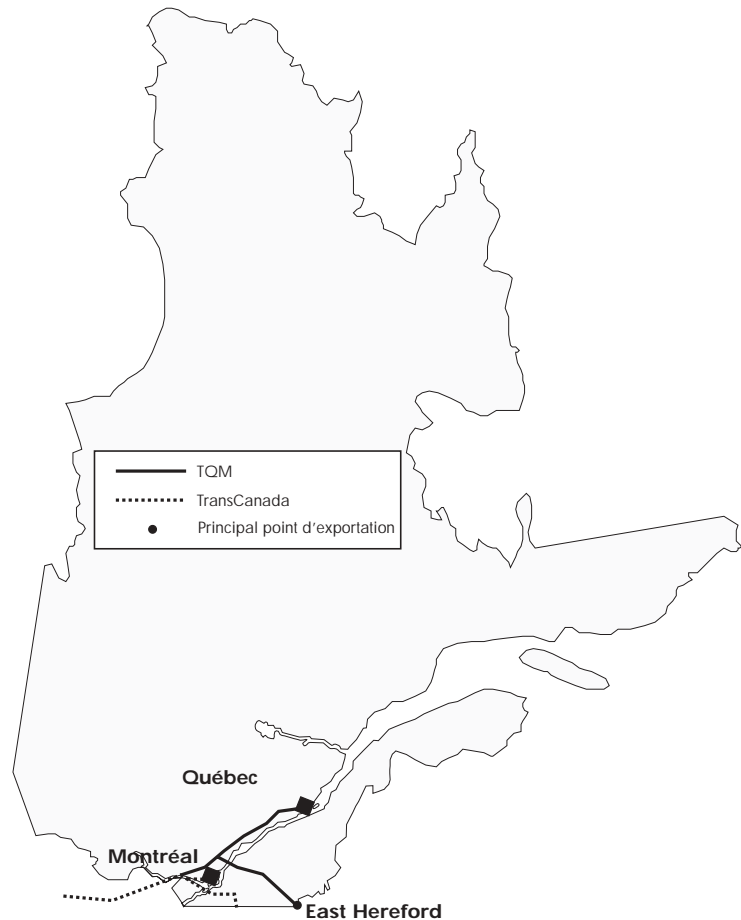
Le Québec est le quatrième consommateur de gaz en importance au Canada. En 2001, la consommation de gaz naturel dans cette province a totalisé  $5,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $193 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ); elle se répartit ainsi : 60 % pour le secteur industriel, 28 % pour le secteur résidentiel et 12 % pour le secteur commercial. L'énergie hydroélectrique et les importations de pétrole permettent de répondre à la majeure partie des besoins énergétiques de la province.

La Société en commandite Gaz Métropolitain (GMi) est le distributeur local le plus important et il assure la livraison de 97 % du gaz naturel utilisé dans la province. La région de Gatineau-Hull est desservie par

Gazifère. Les DL sont assujettis à la réglementation de la Régie de l'énergie (Régie), l'organisme de réglementation provincial. La plupart des clients industriels achètent leur gaz chez des commercialisateurs, mais il s'exerce une concurrence limitée sur le marché de détail. Selon la Régie, les commercialisateurs de gaz n'ont pas trouvé le marché résidentiel québécois attractif, parce qu'il est dispersé et coûteux à desservir. En outre, comme nous l'avons déjà mentionné, l'électricité est la forme d'énergie privilégiée au Québec pour le chauffage et la climatisation. Néanmoins, certains nouveaux projets domiciliaires haut de gamme équipés d'appareils ménagers au gaz ont ouvert des possibilités pour le gaz.

Presque tout le gaz consommé au Québec provient du BSOC et est acheminé par l'entremise du réseau principal de TransCanada. GMi assure le transport de gaz naturel par l'entremise de Corporation Champion Pipe Line Ltée (CPL), filiale détenue en propriété exclusive, et de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.<sup>1</sup> (TQM), filiale détenue à 50 %. CPL exploite deux gazoducs situés au nord-ouest du principal réseau de distribution de GMi dans la région d'Abitibi-Témiscamingue. Le réseau de transport de TQM s'étend depuis le réseau principal de TransCanada à Vaudreuil jusqu'à Québec. Deux points d'exportation vers les États-Unis sont situés à la frontière québécoise. On trouve à Philipsburg un point d'interconnexion avec Vermont Gas Systems Inc. À East Hereford, au Québec, un prolongement du gazoduc de TQM se raccorde au réseau Portland Natural Gas Transmission et assure les livraisons vers le marché du Nord-Est des États-Unis.

GMi a des contrats de stockage à Dawn, en Ontario, et elle a aussi accès à une capacité de stockage limitée à St-Flavien et à Pointe-du-Lac, au Québec, qui lui permet de répondre aux besoins en



<sup>1</sup> TQM est propriété à parts égales de GMi et de TransCanada.

période de pointe. Enfin, GMi exploite également une installation de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) d'une capacité de 0,06 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup> (2 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) dans l'est de Montréal.

### **Prix régionaux**

Les clients du marché principal au Québec font typiquement appel à leur distributeur local pour obtenir des services gaziers intégrés. GMi facture à ses clients du marché captif le coût pondéré moyen du gaz pour son portefeuille d'approvisionnements en gaz. Les prix payés par les utilisateurs finals sont étroitement reliés aux prix en vigueur sur le marché en Alberta (figure 3.6.1). La figure 3.6.2 présente les composantes du prix du gaz pour les clients résidentiels chez GMi. Chaque barre du diagramme représente le tarif unitaire annuel pour un client résidentiel type dont la consommation annuelle s'élève à 3 800 m<sup>3</sup>. Le coût de livraison comprend les frais de combustible, de transport, de stockage et de distribution.

### **Gestion de la volatilité des prix**

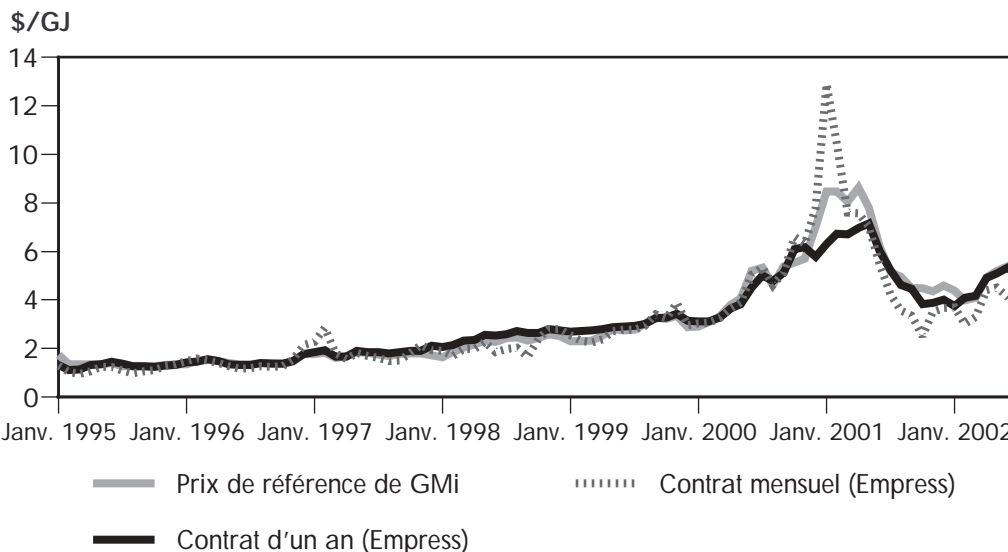
À l'heure actuelle, GMi couvre environ 50 % de ses approvisionnements en réseau. Son programme de couverture, qui a été approuvé par la Régie, prévoit l'utilisation d'un large éventail d'instruments financiers. La Régie appuie entièrement le programme de couverture de GMi à condition que ce DL ne se livre pas à la spéculation (et qu'il respecte certains paramètres). L'élément clé du programme de GMi consiste à réserver fréquemment de petites quantités de gaz.

Les consommateurs de gaz au Québec voient les prix changer mensuellement. Chaque mois, le prix de référence de 12 mois (qui est une combinaison des prix de 30 jours et des prix à terme d'un an à Empress, en Alberta) est comparé au prix moyen du gaz acheté contenu dans le portefeuille de GMi. Le tarif mensuel que paie le consommateur est la moyenne de ces prix. Le prix mensuel du gaz est décalé par rapport au prix du marché, ce qui réduit la volatilité.

Durant l'hiver 2000-2001, environ 20 % des clients de GMi qui reçoivent un service interruptible, y compris un certain nombre d'usines de pâtes et papiers, sont passés du gaz au mazout, ce qui représente environ 25 % du volume véhiculé sur le réseau de distribution.

**FIGURE 3.6.1**

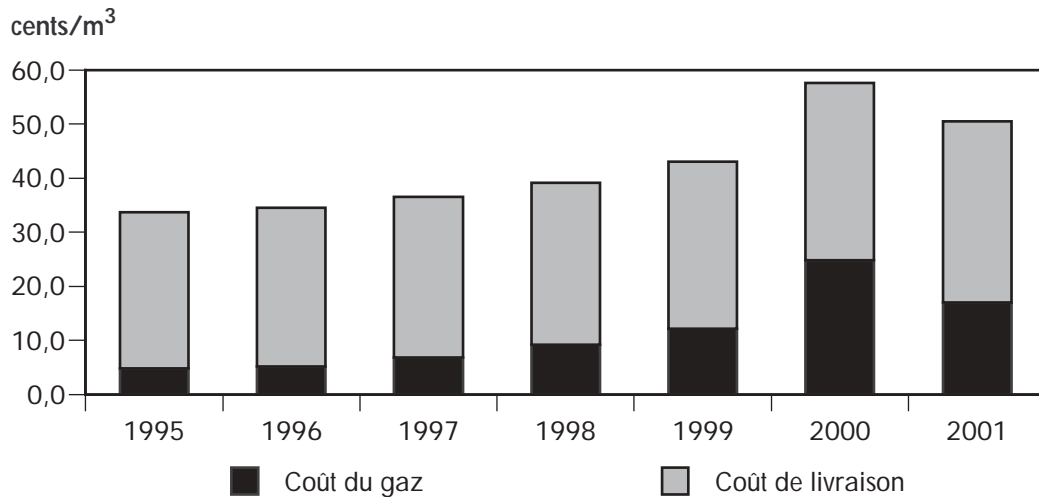
### **Prix à Empress et prix de référence de GMi**



Source : GMi et Canadian Natural Gas Focus

FIGURE 3.6.2

**Composantes du prix du gaz - clients résidentiels - GMi**



Source : GMi

**Questions d'ordre régional**

Selon la Régie, l'électricité est la forme d'énergie privilégiée au Québec, parce que les résidents sont moins à l'aise avec le gaz et que le matériel de chauffage électrique est moins coûteux à installer que les fournaises au gaz; en outre, l'électricité est vue comme une forme d'énergie écologiquement viable. Enfin, les tarifs d'électricité sont fixés par voie législative, et Hydro-Québec conservera un mode de tarification groupé au moins jusqu'en 2004.

Si les particuliers ont une plainte à formuler concernant le prix du gaz ou le service, on leur demande de tenter de résoudre la difficulté tout d'abord avec le DL. Si cette tentative échoue, le client peut déposer une plainte à la Régie; le DL a 60 jours pour réagir. Le personnel de la Régie note qu'il y a eu peu de plaintes jusqu'à maintenant concernant la distribution du gaz.

Comme nous l'avons déjà mentionné, presque tout le gaz consommé au Québec provient du BSOC. GMi cherche activement des moyens de diversifier ses sources d'approvisionnement. Le gaz naturel extrait au large de la Nouvelle-Écosse et le GNL sont des solutions possibles. Par ailleurs, le gouvernement provincial vient de terminer la rédaction d'un document de principe qui appuie la réalisation de forages dans le golfe du Saint-Laurent en vue d'extraire du gaz naturel.

Certains utilisateurs finals sont préoccupés par la possibilité d'une hausse des droits de transport sur le réseau de TransCanada; ils craignent de devoir supporter des frais de transport plus élevés sans pouvoir compter immédiatement sur d'autres sources d'approvisionnement.

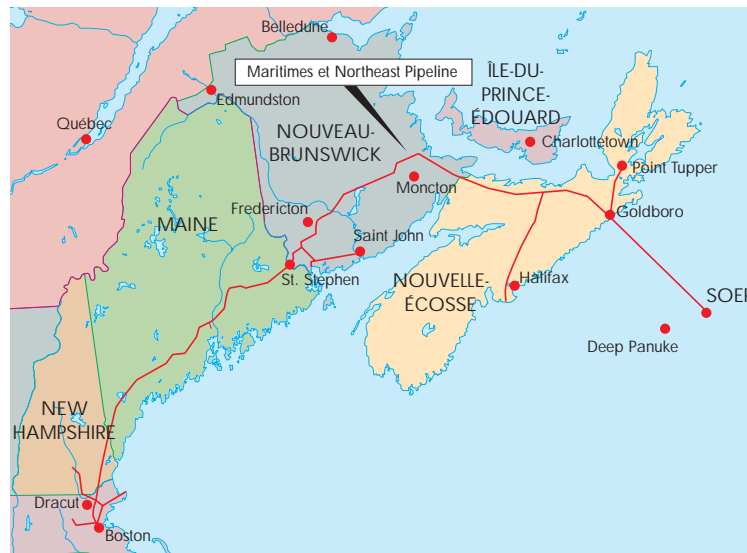
Divers intervenants sur le marché du gaz au Québec ont noté une baisse du degré de liquidité du marché. Un certain nombre de joueurs ne font plus de transactions sur le marché de l'énergie, tandis que d'autres ont réduit leurs activités. GMi traite plus directement avec les producteurs. Les conditions de crédit posent aussi problème. Un gros utilisateur final a remarqué que les petits consommateurs de gaz naturel ont peu de chances de pouvoir s'approvisionner chez un commercialisateur ou un producteur.

## 3.7 Maritimes

### *Aperçu du marché*

À la fin de 1999, la production de gaz naturel a débuté dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SOEP). Le gaz était alors exporté uniquement vers le marché du nord-est des États-Unis, jusqu'à ce que l'on commence à en acheter en Nouvelle-Écosse vers la fin de l'an 2000. Le

Nouveau-Brunswick allait emboîter le pas peu après. Beaucoup de travaux préparatoires ont dû être faits avant que les consommateurs canadiens ne commencent à recevoir du gaz naturel. Il a fallu construire des latéraux reliés à la canalisation principale et créer une infrastructure de distribution; de leur côté, les utilisateurs finals ont dû faire les investissements nécessaires pour être capables de recevoir et de brûler du gaz naturel. Des contrats garantis sur le marché intérieur ont contribué à l'augmentation de la demande contractuelle totale sur le réseau de M&NP; toutefois, le volume des livraisons à l'exportation a diminué pour permettre la croissance du marché intérieur.



Le projet SOEP comprend six champs gaziers dans la région de l'île de Sable, située à quelque 160 à 300 kilomètres au large de la côte Est de la Nouvelle-Écosse. La production s'élève actuellement à  $15,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  par jour ( $550 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ) en moyenne. Le gaz naturel extrait de la région de l'île de Sable est acheminé à une usine de traitement à Goldboro. Il est ensuite transporté sur le réseau de M&NP vers les marchés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et du Nord-Est des États-Unis. Il n'existe pas d'installations de stockage dans la région.

Outre le projet SOEP, notons l'existence du champ gazier de Deep Panuke, découvert récemment. On estime ses réserves récupérables à  $26,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $935 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ). Quatre puits de gaz pourront entrer en production au début de 2006; leur rythme de production combiné sera de  $11,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $400 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ). Les perspectives de production sont intéressantes pour l'avenir, compte tenu du potentiel géologique et des engagements pris par les producteurs au chapitre de l'exploration.

### **Distribution et ventes au détail**

#### ***Nouveau-Brunswick***

En 1999, Enbridge Gas New Brunswick (EGNB) a obtenu de la province du Nouveau-Brunswick une concession de distribution de 20 ans pour desservir les marchés de la province. Au printemps 2001, M&NP a construit des latéraux vers Fredericton, Moncton, Saint John et St. George. Depuis, les prix du gaz extraordinairement élevés que l'on a connus à la fin de 2000 et au début de 2001 sont retombés à des niveaux plus proches de ceux observés pour les combustibles traditionnellement utilisés et EGNB a eu plus de succès à attirer une clientèle.

EGNB est assujettie à la réglementation de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick. Contrairement à la plupart des autres DL, dont les tarifs de distribution sont

---

fixés selon le coût du service, les tarifs d'EGNB sont établis en fonction du marché. Le distributeur a donc la souplesse voulue pour fixer le prix de ses services de manière à maintenir un tarif concurrentiel par rapport aux autres combustibles. Comparativement au mazout, les tarifs d'EGNB représentent des économies de 30 % pour les clients résidentiels et les petites entreprises, de 15 % pour les institutions de taille moyenne à grande, et de 5 % pour les clients industriels.

Le tarif résidentiel autorisé d'EGNB est un tarif à deux volets, qui comprend une charge mensuelle de base de 8,00 \$ et une charge mensuelle de livraison de 3,3371 \$/GJ. Pour une consommation annuelle de 132 gigajoules, les services de distribution reviendraient à environ 4,06 \$/GJ. Pour connaître le coût total des services d'approvisionnement en gaz naturel, il faut additionner le prix du gaz naturel payé au commercialisateur et le tarif de distribution. Le Nouveau-Brunswick compte un certain nombre de détaillants et d'agents agréés dans le secteur du gaz naturel, à savoir Enbridge Atlantic Canada, Irving Energy Services, Park Fuels, WPS Energy Services et GasCo Energy.

Pour ce qui est du prix des approvisionnements en gaz naturel, EGNB indique que plusieurs formules de prix sont offertes aux consommateurs néo-brunswickois : prix variable, prix administré et contrat à taux fixe. Selon la première formule, le prix est fixé mensuellement en fonction du prix payé par le commercialisateur sur le marché de gros. On ajoute ensuite les frais d'administration et la marge bénéficiaire. Comme les prix sont établis en fonction des conditions du marché, cette formule est la plus volatile des trois, car elle fait profiter le consommateur des creux du marché mais elle l'expose aussi aux hausses. Selon la deuxième formule, on recourt à des stratégies de couverture financière pour gérer les prix payés par les consommateurs. Bien que le prix soit fixé chaque mois par le commercialisateur, l'utilisation de prix-plancher et de prix-plafond atténue les effets de la volatilité des prix. Enfin, le contrat à taux fixe définit un prix fixe par unité d'approvisionnement pour une période donnée. Les prix du marché pourront être tantôt supérieurs, tantôt inférieurs au prix fixe, mais le consommateur sera sûr du prix qu'il aura à payer.

### ***Nouvelle-Écosse***

En 1999, Sempra Atlantic Gas Inc. (Sempra Atlantic) a obtenu de la province de la Nouvelle-Écosse une concession de distribution de gaz. Cette société a débuté la construction d'un réseau de distribution local en 2000, mais elle a mis fin au projet après que 15 kilomètres de gazoduc seulement ont été construits. Le *Nova Scotia Utility and Review Board* a dû se remettre à la recherche d'un DL et de fait une audience doit se tenir en octobre 2002 pour examiner les candidatures. Faute de concessionnaire, il s'écoulera beaucoup de temps avant que des progrès significatifs soient accomplis dans la construction d'un réseau de distribution local en Nouvelle-Écosse. Entre-temps, on prévoit que la consommation industrielle sera sensible aux rapports de prix entre le gaz naturel et le mazout.

### ***Île-du-Prince-Édouard***

L'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) compte depuis toujours sur les importations de pétrole et d'électricité pour combler ses besoins énergétiques. La province reçoit l'électricité du Nouveau-Brunswick par des câbles sous-marins, qui sont utilisés actuellement à pleine capacité ou presque. L'arrivée du gaz extracôtier néo-écossais dans les Maritimes accroît l'éventail des formes d'énergie qui s'offrent à la province. Les autorités provinciales estiment que les besoins de l'Île en gaz naturel pourront se chiffrer à 47 700 GJ dans un horizon de dix ans, une fois que le gaz sera disponible sur le territoire.

---

## Questions d'ordre régional

Le marché de l'énergie dans les Maritimes se développe depuis de nombreuses années sans le gaz naturel. Grâce à la bonne accessibilité des Maritimes par la mer, le mazout y est distribué facilement et sert à la production d'électricité et au chauffage domestique, ainsi qu'au transport. L'Île du Cap-Breton, à proximité, produit depuis longtemps du charbon, qui sert aussi à la production d'électricité. L'électricité est produite à partir du mazout, du charbon, de l'énergie hydraulique et de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau au Nouveau-Brunswick.

La structure du marché de l'énergie des provinces Maritimes crée des problèmes de concurrence particuliers pour la distribution du gaz naturel. Premièrement, la population des provinces Maritimes est assez peu nombreuse – environ 1,8 million d'habitants – et elle est dispersée en de nombreuses petites collectivités. La distribution du gaz naturel est plus efficace dans un contexte d'économies d'échelle et elle peut mieux soutenir la concurrence lorsque de grosses charges sont distribuées dans une région géographique densément peuplée. Le mazout possède un avantage sur le gaz naturel dans les petites collectivités rurales, parce qu'on peut l'y acheminer facilement par camion, ce qui élimine la nécessité de construire un pipeline coûteux. En outre, le bois est encore largement utilisé dans les régions rurales, avec le mazout.

Bien qu'il soit également coûteux de construire une infrastructure électrique, les lignes de transport et de distribution existent déjà à la grandeur des Maritimes et l'électricité est largement utilisée pour le chauffage domestique. Le gaz naturel peut très difficilement concurrencer l'électricité sur le marché résidentiel, si les propriétaires d'habitations se voient obligés d'installer un système de chauffage à air pulsé pour pouvoir l'utiliser.

Comme le gaz naturel peut difficilement pénétrer les marchés résidentiels et commercial, ses marchés cibles naturels dans les Maritimes seront au départ les grosses entreprises industrielles et les centrales électriques. Il est particulièrement important de trouver un gros client qui agira comme charge d'ancrage dans une région où on doit construire un nouveau latéral.

Le Nouveau-Brunswick compte un plus grand nombre de gros utilisateurs de gaz industriels que la Nouvelle-Écosse ou l'Île-du-Prince-Édouard, principalement dans l'industrie forestière et l'industrie de la transformation des aliments. Par conséquent, les marchés du gaz naturel ont probablement plus de chances de se développer rapidement dans cette province. Quant à la Nouvelle-Écosse, nous avons fait ressortir quelques-unes des difficultés qu'elle éprouve en citant le cas de Sempra, qui a renoncé à la concession de distribution. Sempra a jugé que les conditions du contrat de concession étaient trop onéreuses, mais notons que les facteurs du marché sous-jacents posaient de toute évidence des problèmes sérieux. Les autorités de l'Î.-P.-É. ont l'intention de construire deux centrales électriques alimentées au gaz sur l'Île; ces centrales constitueraient le marché d'ancrage pour la construction d'un nouveau latéral vers l'Île. Des négociations sont en cours entre les promoteurs du projet, M&NP et EnCana.

Une autre difficulté à laquelle est confronté le marché gazier des Maritimes est l'incertitude des approvisionnements futurs. Le seul projet qui est susceptible d'être mis en chantier dans les cinq prochaines années – et qui attend encore l'approbation des autorités de réglementation – est le projet Deep Panuke d'EnCana. Les consommateurs d'énergie du marché des Maritimes qui planifient de gros investissements dans l'infrastructure gazière, y compris peut-être un latéral et des appareils alimentés au gaz, veulent obtenir la garantie qu'ils auront accès à des approvisionnements garantis à long terme. Or, les producteurs ne seront peut-être pas capables de s'engager inconditionnellement à fournir ces approvisionnements.



---

Il est hautement probable que l'on découvre et exploite de nouveaux champs de gaz, comme le laisse entendre l'annonce faite par Marathon Oil Corporation en août 2002 relativement à son puits d'exploration en eau profonde. Toutefois, en l'absence d'une garantie d'approvisionnements, les consommateurs du marché des Maritimes pourraient devoir assumer des risques considérables en mettant en branle des projets qui nécessitent une nouvelle infrastructure.

Une autre difficulté qui se pose aux futurs consommateurs de gaz des Maritimes est la concurrence des acheteurs étatsuniens. Le marché des États-Unis possède un certain nombre d'avantages réels ou perçus qui représentent une menace pour les acheteurs de gaz des Maritimes. Premièrement, l'infrastructure gazière existe déjà dans le marché de la Nouvelle-Angleterre; ce marché peut donc déjà recevoir des approvisionnements en provenance du bassin Néo-Écossais. Deuxièmement, la Nouvelle-Angleterre est un marché très liquide, ce qui garantit aux vendeurs qu'ils pourront toujours vendre leur gaz, peu importe qu'un acheteur sous contrat accepte ou non du gaz dans une journée donnée. Évidemment, bien qu'il puisse être difficile pour les acheteurs de gaz des Maritimes de concurrencer les acheteurs étatsuniens, on doit noter que si le marché des États-Unis n'avait pas servi au départ comme point d'ancrage pour le SOEP, la mise en valeur du gaz extracôtier néo-écossais ne serait encore qu'un projet.

EnCana veut être sûre qu'elle pourra vendre la production de Deep Panuke. Elle a donc signé des contrats de transport conditionnels avec M&NP pour une quantité totale de 380 000 GJ sur dix ans. EnCana peut réduire son engagement d'ici le 31 juillet 2003, mais après cette date elle devra payer les frais de transport pour la quantité totale. EnCana a déclaré qu'elle était toujours disposée à vendre du gaz dans les Maritimes, mais qu'elle devra être indemnisée pour les coûts de transport irrécupérables à destination des États-Unis, une fois qu'elle se sera liée par un contrat de transport. Cela crée un nouveau problème pour les acheteurs de gaz des Maritimes, puisqu'ils doivent être capables d'élaborer leur projet et de s'engager à acheter du gaz à l'intérieur de ce délai, sinon ils devront payer des frais additionnels.

En résumé, le marché du gaz naturel dans les Maritimes est confronté à un certain nombre de problèmes. Certains sont inhérents à la taille relativement modeste du marché, dont la population est dispersée géographiquement et a l'habitude d'utiliser d'autres combustibles que le gaz. Les autres problèmes ont trait soit à l'incertitude des approvisionnements futurs ou à l'attrait relatif du vaste marché étatsunien. Malgré ces difficultés, l'utilisation du gaz naturel est en progression dans les Maritimes.

### **3.8 Résumé**

Le développement des marchés régionaux du gaz au Canada prend toutes sortes d'aspects. Certaines régions de l'Alberta, par exemple, ont accès au gaz naturel depuis près de 100 ans; de leur côté, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse commencent à peine à profiter du gaz naturel, tandis que l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve n'ont pas encore accès au gaz. Compte tenu que les marchés régionaux se développent à des rythmes différents, certains problèmes touchant le marché gazier sont d'ordre régional, tandis que d'autres recouvrent plusieurs régions ou le pays en entier.

Les prix élevés du gaz observés durant l'hiver 2000-2001 ont influencé les marchés gaziers au pays, voire sur tout le continent. De nombreux consommateurs ont réagi immédiatement en réduisant leurs besoins en gaz naturel, soit en adoptant des mesures d'économie d'énergie, en réduisant leurs activités commerciales ou en optant pour un combustible moins coûteux. Dans certains cas, les autorités publiques ont offert des remises afin d'alléger la facture du gaz. Les consommateurs qui s'approvisionnaient chez des commercialisateurs ou des entreprises de services publics qui offraient

---

des outils de gestion du risque, comme les opérations de couverture, étaient mieux protégés contre la poussée des prix de janvier 2001. Toutefois, le recours aux opérations de couverture implique que le prix « couvert » puisse parfois être supérieur au prix du marché.

Dans presque toutes les provinces, les entreprises de services publics couvrent une partie de leurs approvisionnements avec l'autorisation des organismes de réglementation provinciaux. En Alberta, les services publics gaziers ne sont pas autorisés à recourir aux opérations de couverture; ce service est offert plutôt par les commercialisateurs qui exercent des activités dans la province. Fait intéressant, les commercialisateurs qui font des affaires en Alberta, et même dans d'autres provinces, ne connaissent pas autant de succès que ceux de l'Ontario, particulièrement dans les secteurs résidentiel et commercial. Cela s'explique probablement par le fait que les marges de détail sont plus minces, et les marchés régionaux plus petits, à l'extérieur de l'Ontario. Par ailleurs, les aspects structurels de certains marchés, comme celui de l'Alberta, sont en train d'être modifiés pour favoriser le développement du marché de détail.

Au cours des 18 derniers mois, on a commencé à rajuster plus souvent les prix payés par les consommateurs pour le gaz naturel. Dans certaines provinces, les coûts supportés par les entreprises de services publics étaient répercutés sur les consommateurs au moyen d'un rajustement saisonnier ou annuel du montant de la facture. Dans un contexte d'instabilité des prix, ces rajustements pouvaient être assez marqués. Aujourd'hui, les prix du gaz sont rajustés trimestriellement dans des provinces comme la Colombie-Britannique et l'Ontario, ou même mensuellement dans des provinces comme l'Alberta et le Québec. En outre, la plupart des entreprises de services publics et des commercialisateurs offrent le régime de paiements égaux pour aider les consommateurs à se prémunir contre de grosses factures de gaz mensuelles.

Dans des marchés tels que la Colombie-Britannique et les Maritimes, la taille réduite du marché (en termes d'intervenants) et le nombre limité de choix quant à l'approvisionnement et au transport soulèvent des préoccupations au sujet de la transparence des prix et de l'accès aux approvisionnements en gaz naturel. Les consommateurs des marchés qui sont approvisionnés par le BSOC (en particulier le Manitoba, l'Ontario et le Québec) commencent à s'inquiéter de la sécurité à long terme des approvisionnements et de la tendance à la hausse des droits de transport sur le réseau de TransCanada. Ces consommateurs continuent donc d'examiner d'autres solutions d'approvisionnement.

## ENJEUX ACTUELS LIÉS AU MARCHÉ

### 4.1 Épuisement des bassins d'approvisionnement nord-américains

La majeure partie des réserves de gaz naturel du Canada se trouvent dans le BSOC; de même, la production gazière est concentrée dans ce bassin. Cette région géologique recouvre la majeure partie de l'Alberta, de vastes pans du territoire de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, ainsi que des secteurs du Manitoba et des Territoires du Nord-Ouest. La région au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et l'Ontario renferment également des réserves de gaz naturel et des centres de production gazière (figure 4.1).

À la fin de l'an 2000, on estimait les réserves restantes de gaz au Canada à  $1\,622\,10^9\text{m}^3$  ( $57,3\,10^{12}\text{pi}^3$ ). Les réserves du BSOC s'élevaient à  $1\,529\,10^9\text{m}^3$  ( $54,0\,10^{12}\text{pi}^3$ ). Selon les estimations, la région au large des côtes de la Nouvelle-Écosse renfermerait  $81\,10^9\text{m}^3$  ( $2,9\,10^{12}\text{pi}^3$ ) de gaz, tandis que l'Ontario possédait des réserves de l'ordre de  $12\,10^9\text{m}^3$  ( $0,4\,10^{12}\text{pi}^3$ ) à la fin de l'an 2000. En 2001, la production canadienne de gaz naturel a totalisé  $177,8\,10^9\text{m}^3$  ( $6,3\,10^{12}\text{pi}^3$ ), ce qui équivaut à une production quotidienne moyenne d'environ  $487\,10^6\text{m}^3$  ( $17,2\,10^{12}\text{pi}^3$ ). Cette production se répartissait ainsi entre les provinces : 79 % en Alberta, 14 % en Colombie-Britannique, et 3 % en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. Le Canada compte pour le quart de la production gazière en Amérique du Nord.

Aux États-Unis, la production gazière a été en moyenne de  $1\,470\,10^9\text{m}^3$  par jour ( $51,9\,10^{12}\text{pi}^3/\text{j}$ ) en 2001 – une légère augmentation par rapport à l'année précédente. Environ la moitié de la production totale aux États-Unis vient de la région du golfe du Mexique (cette production étant partagée à peu près également entre la zone extracôtière et la zone terrestre); le reste de la production vient d'une demi-douzaine de grands bassins de gaz naturel.

Comme nous l'avons déjà évoqué au chapitre 1, les producteurs de partout en Amérique du Nord ont réagi à la poussée des prix du gaz observée entre la fin de 2000 et le milieu de 2001 en intensifiant leurs activités de forage. Au Canada, 11 200 puits de gaz – un niveau record – ont été forés. Malgré cette activité, la production canadienne de gaz a augmenté modestement : moins de 2 %. Ce résultat s'inscrit dans la tendance qui semble avoir pris naissance au milieu des années 90 (figure 4.2) : le doublement des activités de forage (de 2 000 à 4 000 puits) au début des années 90 a permis d'accroître les approvisionnements de 30 %, tandis que le doublement des activités de forage ces dernières années (de 4 000 à 8 000 puits) s'est traduit par un accroissement des approvisionnements de 10 % seulement. Cette relation inverse entre le niveau de l'offre et le niveau des activités de forage, ou l'« effet tapis roulant », amène beaucoup d'observateurs à penser que le BSOC est à la veille de s'épuiser.

La taille de plus en plus réduite des gisements découverts ces dernières années et la diminution de la productivité et de la durée de vie utile des puits sont autant de signes de l'épuisement du BSOC. Plus

de 25 % de la production actuelle provient des puits forés au cours des deux dernières années. En outre, la production des puits existants diminue annuellement au rythme de  $85 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  par jour ( $3 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), soit l'équivalent de plus de 20 %.

L'épuisement du BSOC a un effet direct sur les sommes que doivent investir les producteurs dans le forage pour accroître les approvisionnements. En 1993, les investissements se chiffraient à 3 milliards de dollars. Dans la seconde moitié des années 90, les investissements ont grimpé à entre 6 et 8 milliards de dollars par année. Avec la hausse des prix du gaz en 2000 et 2001, l'industrie a accru davantage ses dépenses d'investissement, qui ont atteint un sommet sans précédent à 10 milliards de dollars pour chacune de ces années.

Tout porte à croire que les producteurs auront du mal à renverser la tendance qui se manifeste dans le BSOC. Néanmoins, de vastes gisements restent à découvrir, comme en font foi le riche champs Ladyfern en Colombie-Britannique, mis au jour en 2000, et les récents communiqués d'EnCana et de Talisman, qui annonçaient, respectivement, des découvertes de gisements dans les régions de Sierra et de Monkman, en Colombie-Britannique.

De nombreux bassins aux États-Unis approchent eux aussi de l'épuisement total. Selon des données provisoires tirées d'enquêtes menées auprès des producteurs au milieu de 2002, la production totale

FIGURE 4.1

**Bassins d'approvisionnement en Amérique du Nord -  
Production moyenne en 2001 ( $10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ )**

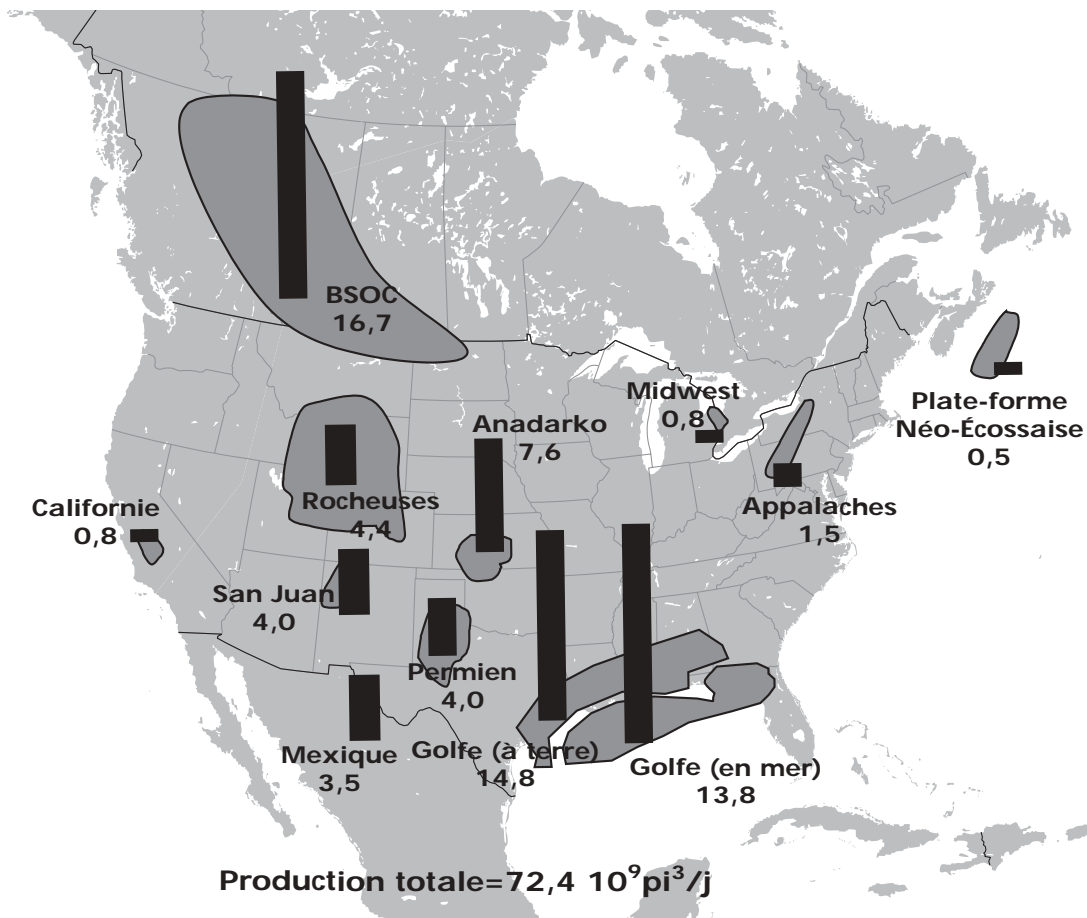
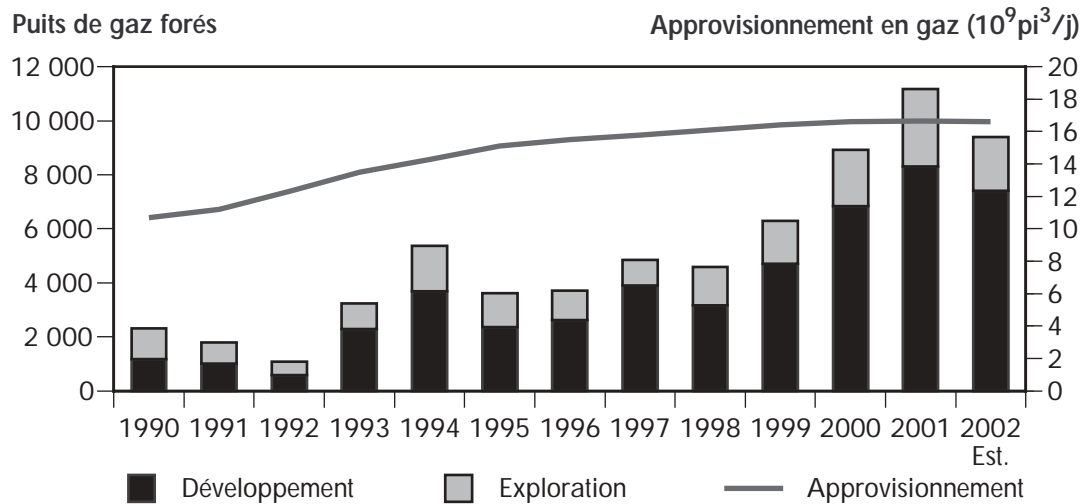


FIGURE 4.2

Réaction de l'offre à la production du BSOC



Source : ONÉ

de gaz aux États-Unis a diminué de 4 % en glissement annuel, ce qui dépasse de beaucoup les prévisions de nombreux analystes.

En résumé, il semble que les bassins d'Amérique du Nord arrivent à un stade où l'offre réagit rapidement à la baisse aux variations des prix du gaz, mais où il faut déployer plus d'effort qu'avant pour accroître la production gazière. Ces caractéristiques amènent beaucoup d'observateurs à s'interroger sur la capacité des producteurs de gaz nord-américains de s'ajuster rapidement à la croissance de la demande à court terme et sur la capacité des approvisionnements classiques de gaz naturel de suivre l'évolution de la demande à long terme. C'est pourquoi on étudie depuis quelques années divers projets gaziers (notamment un projet de gazoduc dans le Nord, le GNL, le méthane de gisements houillers et la prospection au large de la côte Est) dans le but de suppléer les approvisionnements classiques de gaz venant de bassins en voie d'épuisement.

4.2 L'effet Enron

En décembre 2001, la faillite d'Enron Corporation (Enron) entraînait la disparition du plus gros opérateur sur le marché de l'énergie aux États-Unis. Cet événement a soulevé de nombreuses allégations d'actes irréguliers qui auraient été commis sur certains marchés aux États-Unis, ce qui a amené divers organismes étatsuniens à instituer plusieurs enquêtes qui se poursuivent aujourd'hui. Au Canada, on n'a pas encore relevé des cas de fraude graves. Une des conséquences directes de ce scandale est que l'industrie du commerce de l'énergie fait l'objet d'une surveillance plus étroite. Plusieurs entreprises qui se livrent au commerce de l'énergie, en particulier l'énergie électrique, ont reconnu que le volume de leurs transactions (et leurs revenus financiers) sur certains marchés aux États-Unis étaient gonflés artificiellement à cause d'opérations fictives, appelées couramment *wash-trading*. Il n'en fallait pas plus pour que la confiance des investisseurs dans ces entreprises, et dans le secteur du commerce de l'énergie en général, soit ébranlée et que le cours des actions de ces entreprises dégringole. Par exemple, le cours des actions de Williams et de Dynegy a chuté de plus de 90 % à un moment donné.

---

Par surcroît, les agences de cotation ont abaissé la cote de solvabilité de ces entreprises, ce qui a eu pour effet de hausser le coût du crédit, actuel et futur, pour celles-ci. En outre, les prêteurs exigent désormais plus de garanties pour couvrir les opérations, ce qui met de nombreuses entreprises dans une situation où elles sont « à court de liquidités ». En réaction à ces mesures, bon nombre de ces sociétés aux États-Unis ont tenté de rétablir leur solvabilité en vendant des actifs, tels que des réserves de gaz ou des réseaux de pipelines, en émettant des actions, en restructurant leur dette, en réduisant leurs coûts, en révisant à la baisse leurs prévisions de dépenses et en réduisant ou en cessant leurs activités boursières, notamment les transactions spéculatives. Par ailleurs, certaines des entreprises qui continuent de faire le commerce de l'énergie tentent de s'associer à des entreprises qui jouissent d'une meilleure cote de crédit. À court terme, ces mesures ont un effet positif sur les bilans, mais les agences de cotation et les investisseurs demeurent méfiants à l'égard du secteur du commerce de l'énergie. En outre, certaines de ces agences soulignent que la vente de réseaux de pipelines procure des liquidités mais prive le vendeur d'un actif à faible risque commercial qui assure le flux de trésorerie le plus stable dans toute l'entreprise.

### **4.3 Effet de la réduction du degré de liquidité sur le marché**

Une conséquence majeure des événements survenus dans le secteur du commerce de l'énergie est la réduction du degré de liquidité. En clair, il y a moins de parties présentes sur le marché et le volume des transactions est considérablement réduit. Aquila et Engage Energy n'opèrent plus de transactions et des sociétés comme Williams, Dynegy et El Paso Corp. ont réduit sensiblement leurs activités. Par ailleurs, les entreprises qui veulent faire le commerce de l'énergie doivent posséder des cotes de solvabilité supérieures, ce qui limite le nombre d'opérateurs. Désormais, les intervenants sur le marché examinent plus attentivement la solvabilité.

Ces événements ont eu des répercussions dans tout le marché nord-américain de l'énergie, en particulier pour les petits acheteurs, qui ont de plus en plus de difficulté à conclure des transactions. Comme les commercialisateurs sont moins présents sur le marché, les producteurs occupent désormais une plus grande place en vendant directement aux utilisateurs finals; cependant, étant donné l'importance des quantités de gaz offertes, la plupart des transactions sont conclues avec de gros consommateurs et non de petits acheteurs.

Les banques et les compagnies d'assurances jouent elles aussi un rôle plus grand en accordant du crédit et en participant au marché de l'énergie plus activement. À l'été 2002, plusieurs analystes de l'industrie pensaient qu'il pourrait s'écouler de 18 à 24 mois avant que le secteur du commerce de l'énergie regagne la confiance des investisseurs et que les affaires reprennent leur cours normal. Par ailleurs, il existe des possibilités pour les entreprises qui ont une solide situation financière.

### **4.4 Effet des problèmes de solvabilité sur la production d'électricité par des centrales au gaz**

Au cours des dernières années, on a annoncé la construction de centaines de nouvelles centrales électriques alimentées au gaz en Amérique du Nord. Ces projets ont amené beaucoup d'analystes à dire que le marché du gaz naturel allait croître rapidement, grâce notamment à la production d'électricité, et que la demande totale de gaz allait atteindre 849 109 m<sup>3</sup> (30 10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup>) en 2010. Même si ces projets n'aboutiront pas tous, il est fort probable que les projets qui atteindront le stade de la commercialisation compteront pour la plus grande part de la croissance de la demande de gaz naturel dans les dix prochaines années. Or, certains promoteurs de centrales électriques subissent eux aussi les conséquences de la nouvelle attitude des investisseurs à l'égard du secteur du commerce de l'énergie. Bon nombre de ces promoteurs comptent essentiellement sur le financement par emprunt pour

---

réaliser leurs projets. Étant donné que les agences de cotation abaissent la cote d'évaluation de la dette de ces promoteurs, le crédit est devenu beaucoup plus coûteux maintenant. C'est pourquoi de nombreux promoteurs comme Calpine Energy Services et American Electric Power ont réduit le nombre de leurs projets de construction de centrale électrique. Par conséquent, la demande de gaz sera probablement moins élevée que prévu à court terme, et il faudra attendre quelques années de plus pour atteindre le volume prévu de  $849 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $30 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ); néanmoins, le gaz, en tant que source d'énergie pour la production d'électricité, prendra de plus en plus d'importance à long terme.

## SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

Au cours des 18 derniers mois, les prix du gaz ont atteint des sommets sans précédent, puis sont retombés à des niveaux que l'on n'avait pas observés depuis plusieurs années, pour ensuite remonter. Cette évolution en dents de scie a éprouvé le marché comme jamais auparavant, au moment où il subissait les pires des conditions. Durant cette période, les prix du gaz ont réagi à divers facteurs, démontrant par le fait même que les prix du gaz naturel demeurent vraiment imprévisibles. Par ailleurs, si l'on tient compte du caractère extrême de la conjoncture, les prix ayant quadruplé sur une courte période, le marché a quand même réagi extrêmement bien.

Le marché du gaz naturel a réagi promptement aux variations de prix dans les 18 derniers mois. Pendant que les prix montaient régulièrement depuis le milieu de l'an 2000, pour ensuite monter en flèche au début de 2001, le système des prix a fonctionné de manière à affecter les approvisionnements disponibles à l'usage ayant la plus haute valeur et à les détourner d'usages comme la production d'ammoniac pour engrais. Le marché a réagi en réduisant la demande, soit par l'adoption de mesures d'économie d'énergie, le remplacement de combustible ou la réduction des activités commerciales. De son côté, le secteur de la production a accru les activités de forage afin de créer de nouvelles sources d'approvisionnement. Ces activités, conjuguées aux changements météorologiques, ont renversé la tendance à la hausse des prix. Par la suite, profitant de la chute des prix, certains utilisateurs finals sont revenus au gaz naturel.

Essentiellement, les gouvernements du Canada et des provinces ne sont pas intervenus, préférant laisser agir le marché. Dans certains cas, des remises ont été accordées aux clients résidentiels ou les entreprises de services publics ont dû récupérer leurs coûts, plus élevés, sur une plus longue période, ce qui atténuait l'impact à court terme de la hausse des prix.

Le marché dynamique du gaz naturel va continuer de subir des variations de prix à cause de divers facteurs. Cependant, étant donné l'épuisement progressif des bassins d'approvisionnement d'Amérique du Nord, de nombreux observateurs s'attendent que la demande de gaz naturel croisse plus rapidement que les approvisionnements classiques de gaz dans l'avenir, ce qui pourrait se traduire par une plus grande instabilité des prix – pas nécessairement des pics plus élevés et des creux plus bas, mais des renversements de tendance plus fréquents.

Nonobstant les investissements accrus dans le BSOC, l'industrie étudie actuellement des moyens de compenser le plafonnement de la production gazière classique. Les solutions possibles comprennent l'accroissement de la production extracôticière, la construction de gazoducs dans le Nord du Canada, la production de méthane de gisements houillers et l'importation de gaz naturel liquéfié.

La volatilité des prix pose des problèmes aux producteurs comme aux consommateurs. Les parties qui planifient des investissements à long terme qui reposent sur le gaz naturel, par exemple un projet de centrale électrique ou un projet d'approvisionnement à partir des régions pionnières, devront peut-



---

être revoir leurs plans compte tenu de l'expérience récente. Par exemple, l'enthousiasme à l'endroit du projet de gazoduc de l'Alaska s'est estompé après que les prix ont baissé.

Afin d'atténuer les effets de la volatilité des prix du gaz, il existe un certain nombre d'outils de gestion du risque, offerts même aux clients résidentiels dans certains marchés régionaux. L'outil le plus courant est la couverture : l'acheteur se protège contre les hausses de prix brusques en achetant d'avance, à un prix ferme, une partie des approvisionnements qui répondront à ses besoins dans l'avenir. Cette stratégie a l'avantage de protéger l'acheteur contre l'instabilité des prix, mais il arrive que le prix convenu soit supérieur au prix du marché.

L'arrivée des systèmes de commerce électronique a facilité le fonctionnement du marché; ces systèmes permettent aux opérateurs de réagir promptement à un changement des conditions du marché. Ainsi, les prix du gaz naturel réagissent immédiatement aux variations de l'offre et de la demande. Parfois, les prix peuvent sembler réagir excessivement à la conjoncture : c'est l'effet de la « psychologie du marché », qui peut jouer un rôle significatif. La psychologie du marché repose sur la perception de comment fonctionne le marché et implique donc l'interprétation de données sur la signification d'événements de nature politique, économique ou matérielle.

Certaines entreprises, notamment aux États-Unis, se sont livrées à des pratiques illicites sur le marché. Jusqu'à maintenant, on n'a relevé aucun cas de fraude grave au Canada, mais la confiance dans le secteur du commerce de l'énergie a été ébranlée. La baisse du degré de solvabilité de nombreux opérateurs a eu pour effet de réduire le degré de liquidité du marché. À ce stade-ci, il est trop tôt pour prévoir comment la récente période d'instabilité des prix, conjuguée à la perte de confiance dans les opérateurs du marché de l'énergie, influera sur la croissance à long terme de l'industrie.

En résumé, le marché du gaz naturel s'est continuellement ajusté à la volatilité des prix au cours des 18 derniers mois. Durant cette période, tous les consommateurs ont dû payer plus cher leur gaz naturel, mais en dépit des difficultés causées par des prix extrêmement élevés, le gaz a continué de circuler dans les gazoducs et les besoins des Canadiens ont été couverts raisonnablement. Le marché du gaz naturel a démontré sa résistance comme il subissait les pires des conditions. Il fonctionne donc bien.

Si l'on regarde vers l'avenir, plus particulièrement l'hiver 2002-2003, on prévoit que les réservoirs de stockage en Amérique du Nord seront remplis à pleine capacité au début de la saison hivernale. Il est donc permis de croire que la disponibilité de stocks de gaz ne sera pas un problème cet hiver. À ce moment-ci, des organismes de prévision météorologique annoncent un hiver normal, avec peut-être du temps plus doux pour certaines régions de l'Amérique du Nord, à cause du développement d'un phénomène du type Le Niño. La production canadienne de gaz naturel est plutôt stagnante, mais la production gazière aux États-Unis a diminué de 2 % environ par rapport à l'an dernier. Toutefois, plusieurs projets de production en eau profonde dans le golfe du Mexique doivent être mis en branle plus tard cette année et ils devraient permettre de ralentir la cadence de diminution de la production totale. La croissance économique aux États-Unis est encore faible; la demande de gaz, particulièrement dans le secteur industriel, devrait donc être modérée. Comme la demande demeure atone, la baisse continue de la production gazière ne devrait pas influencer de façon significative sur les prix du gaz. Compte tenu des prévisions de l'offre et de la demande de gaz, les prix du gaz cet hiver seront un peu plus élevés et suivront les mouvements saisonniers normaux.

Comme nous le soulignons dans cette ÉMÉ, les prix du gaz peuvent être fortement influencés par divers facteurs. Durant la majeure partie de l'été et à l'automne 2002, les prix du gaz naturel ont été influencés par les cours du pétrole brut. Plusieurs événements mondiaux et des rumeurs de guerre ont

---

fait monter les cours du pétrole. Les prix du gaz naturel ont suivi la tendance des cours du pétrole, même si le niveau des stocks était élevé. Selon la tournure des événements, les prix du gaz naturel augmenteront ou se stabiliseront à un niveau inférieur, selon la dynamique de l'offre et de la demande de gaz. Quoiqu'il en soit, il est permis de croire que les prix du gaz demeureront volatils, à cause notamment des aléas du climat.

## GLOSSAIRE

Ajustement temporaire	Ajustement temporaire des tarifs qui reflète habituellement l'élimination des soldes de comptes de report.
Carrefour	Lieu géographique où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient le gaz naturel et où le gaz naturel peut être physiquement livré.
Clients résidentiels	Partie du marché du gaz naturel représentant les logements privés et les grands complexes résidentiels comportant des logements munis de compteurs individuels.
Clients du marché principal	Volumes habituellement fournis par le distributeur local aux clients résidentiels et commerciaux.
Combustible résiduel	Produit du raffinage obtenu après extraction des combustibles utiles comme l'essence. Sert principalement à la production d'électricité et dans divers procédés industriels.
Compte de report	Compte utilisé pour consigner les écarts entre les prévisions et les coûts réels d'un type particulier.
Déchets de bois	Produits combustibles comprenant de l'écorce pulvérisée, des sciures de bois, des copeaux, du bois d'oeuvre de qualité inférieure et des rejets provenant de l'exploitation des usines de pâte à papier, des scieries et des usines de contreplaqué.
Différentiel de prix	Écart de prix existant entre deux points d'échange pour le gaz.
Facteur de charge	Rapport entre la charge moyenne au cours d'une période déterminée et la charge maximale connue pendant la même période.
Gaz d'échange	Gaz naturel reçu d'une autre partie ou livré à cette dernière en échange de gaz naturel livré à cette autre partie ou reçu d'elle.
GNL	Gaz naturel liquéfié.
Liquidité	Fort volume de transactions commerciales.
Marché du disponible	Marché comportant les transactions de gaz qui ont généralement une durée de 30 jours ou moins.

---

Marché commercial	Partie du marché gazier composée des entreprises et des institutions, y compris le gouvernement, le secteur agricole, le secteur des services, les écoles, les hôpitaux et les immeubles d'habitation.
Marché industriel	Partie du marché du gaz naturel représentant les sociétés de fabrication, d'exploitation forestière et d'exploitation minière.
Marché secondaire	Marché dans lequel les expéditeurs ou les commercialisateurs établissent des contrats avec des parties autres que des sociétés pipelinières pour des services de transport ou des services de livraison du gaz. Ce marché n'est pas assujéti à la réglementation.
Mazout léger	Produit dérivé du raffinage du pétrole brut. Utilisé principalement comme carburant dans les moteurs diesel.
Opérations de couverture	Opérations permettant de protéger un investissement du risque de pertes en cas de fluctuation des prix. Les opérations de couverture consistent à protéger une transaction par une autre transaction. Une position acheteur pour un instrument sous-jacent peut être couverte ou protégée par une position vendeur compensatrice dans un instrument sous-jacent connexe.
Opérations fictives	Opérations de compensation de mêmes caractéristiques (même quantité d'énergie, même prix, même lieu de transaction).
Option	Entente qui donne au vendeur (ou à l'acheteur) le droit, mais non l'obligation, de vendre (ou d'acheter) une quantité déterminée de gaz naturel à un prix fixé d'avance.
Point de livraison	Point de livraison ou point d'intersection entre un gazoduc et un réseau de distribution local.
Prix à la sortie de l'usine	Prix touché par les producteurs pour le gaz naturel livré à un réseau de gazoducs.
Prix lié aux rentrées nettes	Prix unitaire touché par un producteur gazier pour la vente de gaz naturel à des utilisateurs finals, moins les coûts pertinents. Ces derniers comprennent habituellement les coûts de transport et les frais de commercialisation.
Service de pointe	Service qui donne droit à un acheteur à une certaine quantité de gaz naturel livré à sa demande pendant les périodes de pointe.
Service à rebours	Transport du gaz naturel par substitution dans un gazoduc, de sorte que le gaz naturel soit livré à nouveau en amont de son point de réception.
Service interruptible	Service gazier assuré au client, mais qui peut être interrompu en fonction d'approvisionnements limités ou de restrictions de capacité de réseau.

---

Substitution	Dans le secteur du transport par gazoduc, remplacement d'une source de gaz naturel à un point donné par une autre source de gaz naturel à un autre point donné. La substitution permet la livraison à rebours ou l'échange de gaz naturel.
Swap	Contrat d'échange de flux monétaires futurs. Par exemple, un swap de prix fixe à prix flottant est la différence entre le prix fixe et le prix établi en fonction d'un indice comme celui de la bourse NYMEX.
Transactions électroniques	Achats et ventes de gaz qui ont lieu par l'entremise d'un système de commerce électronique. Ces systèmes permettent d'acheter et de vendre du gaz de façon anonyme et de déterminer les prix.
Transparence des prix	Mesure dans laquelle les prix et les autres aspects des transactions (terme, volume, etc.) peuvent être déterminés ou vérifiés au point d'échange.
Ventes directes	Contrats d'achat de gaz conclus directement entre les producteurs, les courtiers, les commercialisateurs et les utilisateurs finals.
Volumes minimaux	Quantité minimale de gaz naturel livrée ou requise sur une période donnée à un taux uniforme.

