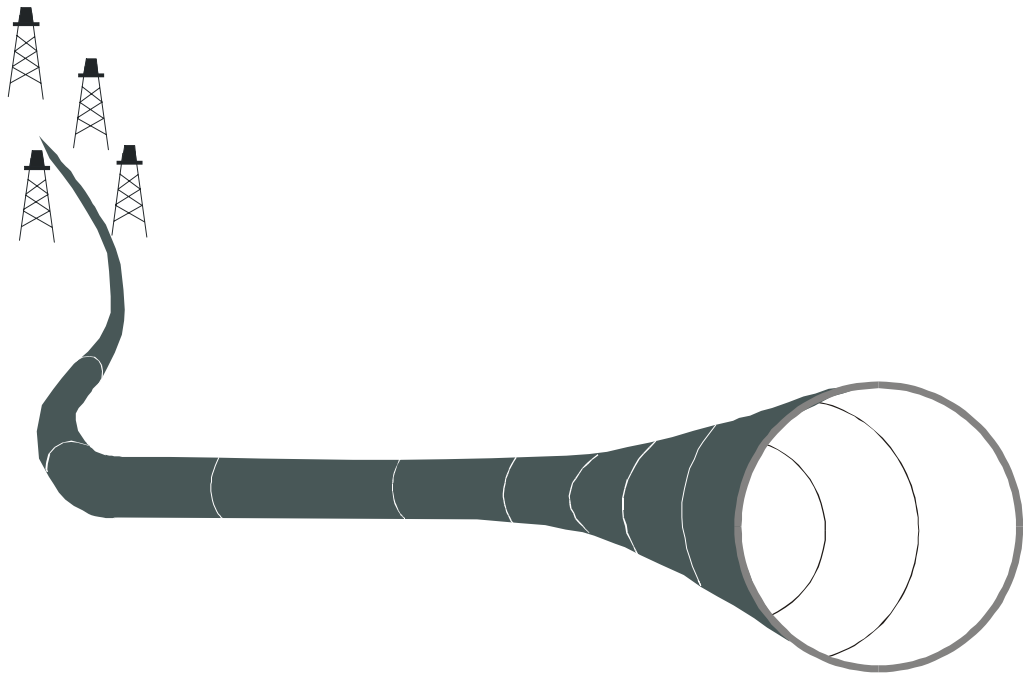


Gaz Naturel Canadien: Revue de 1996 et Perspectives Jusqu'en 2002

Avril 1997



**Division du Gaz Naturel
Direction des ressources énergétiques
Ressources naturelles Canada**

**GAZ NATUREL CANADIEN :
REVUE DE 1996 ET PERSPECTIVES JUSQU'EN 2002**

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos	i
Résumé	ii

Revue de 1996

Offre nord américaine	1
Demande nord-américaine	5
Stockage	10
Capacités de gazoduc et flux de gaz	13
Exportations canadiennes et ventes de gaz intérieures	16

Perspectives jusqu'en 2002

Offre nord américaine	20
Demande nord-américaine	24
Capacités de gazoduc et flux de gaz	26
Prix	30
Exportations canadiennes et ventes de gaz intérieures	34

Annexe A : Analyse des marchés régionaux

Ouest du Canada	39
Est du Canada	41
Ouest des États-Unis	43
Midwest	45
Nord-Est des États-Unis	47
Côte du Golfe	49

Avant-propos

Gaz naturel canadien : Revue de 1996 et perspectives jusqu'en 2002 est une publication annuelle de la Division du gaz naturel de la Direction des ressources énergétiques, Ressources naturelles Canada. Elle comprend un survol des tendances de l'industrie du gaz naturel en Amérique du Nord, notamment en ce qui a trait à l'offre, à la demande, au stockage, aux flux de gaz, aux capacités de transport et aux prix, de même qu'aux volumes, aux prix et aux rentrées d'exportation. Le rapport est établi en fonction de l'année civile, et non en fonction de l'année contractuelle dans le secteur du gaz naturel.

Notre rapport de cette année met davantage l'accent sur les régions et nous avons ajouté des analyses de trois nouvelles régions : la côte américaine du Golfe du Mexique, l'Ouest du Canada et l'Est du Canada. Ces changements ont été apportés pour tenir compte des deux principaux problèmes actuels de l'industrie du gaz naturel au Canada – l'avenir des écarts de prix du gaz naturel et le besoin d'expansion importante de la capacité des gazoducs.

Diverses sources ont été utilisées pour la préparation de ce rapport, y compris des consultants privés, des associations industrielles et des organismes gouvernementaux fédéraux du Canada et des États-Unis. Nos principales sources de données statistiques sont l'Office national de l'énergie (ONÉ), l'administration américaine des renseignements sur l'énergie (Energy Information Administration – EIA) et Statistique Canada.

Étant donné les compressions des ressources, notre rapport de cette année ne contient pas de mise à jour sur la réglementation. Nous espérons pouvoir réintégrer cette section à notre rapport de l'an prochain.

Pour commander un exemplaire du présent rapport, composez le (613) 992 9612 ou adressez votre demande par télécopieur au (613) 995 1913. Notre adresse postale est la suivante : Division du gaz naturel, Direction des ressources énergétiques, Ressources naturelles Canada, 17e étage, 580, rue Booth, Ottawa (Ontario), Canada, K1A 0E4. Pour consulter d'autres rapports de la Division du gaz naturel, visitez notre site Internet à l'adresse <http://www.es.nrcan.gc.ca/erb/ngd/homepage/home.html>.

La principale raison de la publication du présent rapport est de maintenir un certain niveau d'expertise au sein de la Division. Par conséquent, toute question ou observation sur notre rapport est la bienvenue. Toute observation peut être adressée à :

Michel Chénier, (613) 992-8377; courrier électronique : mchenier@nrcan.gc.ca

Martin Lamontagne, (613) 992-4985; courrier électronique : mlamontagne@nrcan.gc.ca

Résumé

Revue de 1996

Ventes de gaz canadien sur les marchés intérieurs et à l'exportation

- Le prix du gaz naturel canadien a augmenté substantiellement à la fin de 1996. Les prix à la frontière internationale pour le gaz exporté ont augmenté, passant de 1,48 \$US/million de Btu en 1995 à 1,91 \$US en 1996, soit une hausse de 29 %. Les prix sur les marchés intérieurs ont augmenté suivant des pourcentages semblables.
- Les volumes n'ont augmenté que de 4 %, soit $194 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, dénotant des ajouts limités aux capacités des gazoducs, la capacité existante étant déjà exploitée presque au maximum. La capacité d'exportation s'est accrue de moins de 1 % et les volumes d'exportation d'à peine 3 %. Les volumes d'exportation avaient connu une croissance annuelle moyenne de 12 % de 1985 à 1995. Les ventes sur les marchés intérieurs ont augmenté de 4 %.
- Les recettes d'exportation de gaz naturel ont augmenté de 33 %, atteignant 7,4 milliards de dollars canadiens, un nouveau record. Cette hausse est due principalement à des prix plus élevés. Les recettes des ventes intérieures ont augmenté suivant des pourcentages semblables.

Marchés nord-américains du gaz naturel

- La plus importante hausse de l'offre a été enregistrée par la côte américaine du Golfe du Mexique, qui a produit $406 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ supplémentaires comparativement à 1995. Les projets en eau profonde alimentent un optimisme renouvelé pour la côte du Golfe. La production canadienne a augmenté de $169 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, la majeure partie étant écoulee sur les marchés intérieurs. La production des Rocheuses américaines a augmenté de $148 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, les flux des gazoducs ayant été inversés pour accroître l'approvisionnement des marchés de l'Est.
- Des augmentations des prix ont eu lieu dans le contexte d'une chute de la croissance de la demande nord-américaine, qui s'établissait à seulement 2 %, soit moins que le taux de croissance moyen des cinq dernières années, qui avait été de 3 %. La demande du secteur des services publics d'électricité américain s'est effondrée, chutant de $461 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, surtout en raison des prix plus élevés du gaz et de la disponibilité de l'hydroélectricité.
- Les prix en 1996 ont principalement subi l'effet d'entraînement du bas niveau des réserves et de l'insuffisance de la capacité d'exportation des gazoducs des régions de production à faibles coûts (Ouest du Canada, Rocheuses américaines). Devant l'accroissement de la demande en 1996, les acheteurs de gaz ont été contraints d'acheter des volumes supplémentaires de régions de production à coûts plus élevés (côte du Golfe).
- Les écarts de prix du gaz naturel se sont accentués au cours de l'année, particulièrement entre les marchés de l'Ouest Canadien et ceux des États-Unis. Le marché du gaz naturel nord-américain prétendument « intégré » s'est morcelé considérablement au cours des cinq dernières années, la croissance de la production s'étant concentrée principalement dans l'Ouest (Ouest du Canada et Rocheuses américaines), tandis que l'Est et le Sud des États-Unis connaissaient une croissance de la

demande (Midwest, Nord-Est, États du Sud-Atlantique et côte du Golfe). En décembre 1996, les prix du gaz de New York étaient de 3,67 \$US/million de Btu *plus élevés* que les prix de l'Alberta.

- Les prix des Rocheuses américaines ont atteint la parité avec ceux de la côte du Golfe à la fin de l'année. Comme les prix des Rocheuses déterminent ceux de l'Ouest des États-Unis, ceux-ci ont également connu une hausse.
- D'importants écarts de prix rendent très rentables la possession de capacité de gazoduc sur certains itinéraires. Cela stimule les projets d'expansion de gazoducs (Alliance, Nexus, Pony Express, Voyageur, Millennium, Independence), dont la plupart assureront la liaison des régions d'approvisionnement de l'Ouest avec les marchés de l'Est.

Perspectives jusqu'en 2002

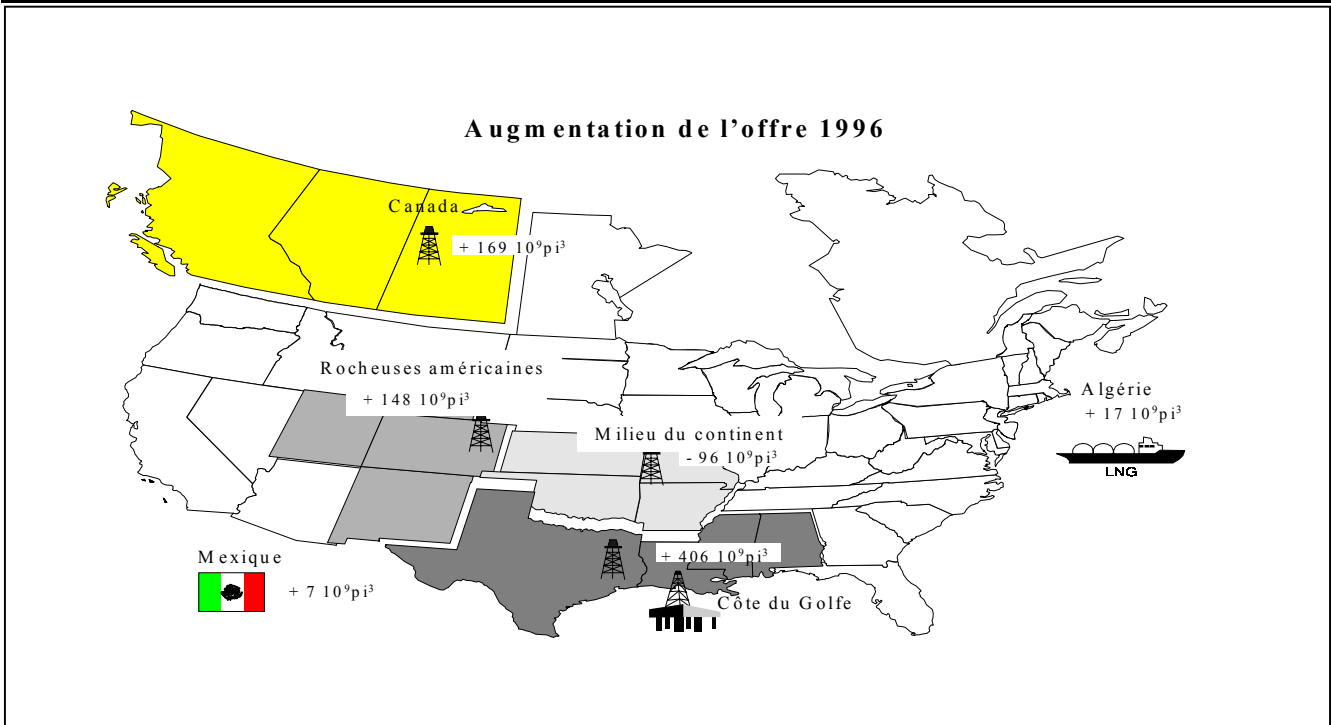
Marchés nord-américains du gaz naturel

- Il semble que la côte du Golfe connaîtra la plus grande augmentation de production de gaz naturel jusqu'en 2002, sa production annuelle augmentant de $1\,489\,10^9\text{pi}^3$. Cependant, la forte tendance à la baisse de la production de la côte du Golfe et le besoin du maintien des prix à un haut niveau pour permettre une intense activité de forage pourraient compromettre la concrétisation de cette hypothèse.
- La croissance soutenue de la production de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines semble faire l'unanimité. Nous prévoyons une production annuelle supplémentaire de $1\,154\,10^9\text{pi}^3$ du Canada jusqu'en 2002, dont 12 % provenant de l'exploitation au large de la Côte Est. Nous estimons que la production des Rocheuses américaines augmentera de $454\,10^9\text{pi}^3$ jusqu'en 2002.
- On s'entend généralement sur une croissance de la demande de gaz annuelle aux États-Unis de 1,9 % jusqu'en 2002, concentrée dans le secteur de la production d'électricité et le secteur industriel. Les hausses de la demande seront plus élevées dans le Midwest, le Nord-Est et le Sud-Est des États-Unis.
- Des projets de gazoduc, au stade de l'obtention des autorisations ou de la construction, permettront un approvisionnement supplémentaire des marchés du Midwest et du Nord-Est des États-Unis. Ces marchés ne pourront absorber toutes les augmentations prévues et une bataille pour les parts de marché s'annonce. Le prix à payer pour conquérir ces marchés sera le financement de l'expansion de la capacité des gazoducs, ce qui comporte des risques.
- L'Ouest des États-Unis aura également besoin d'une augmentation considérable de son approvisionnement en gaz naturel pendant toute la période de prévision. Cet approvisionnement pourrait provenir des Rocheuses américaines et de la côte du Golfe, dont la capacité de gazoducs est excédentaire vers ce marché, ou pourrait impliquer la construction de gazoducs provenant du Canada.

Ventes de gaz canadien à l'exportation et sur les marchés intérieurs

- On prévoit d'ici 2002 la construction d'une capacité supplémentaire de gazoducs de $2,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ du Canada vers les États-Unis. La production de gaz naturel canadien devrait passer de $5,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 1996 à $6,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2002, témoignant d'une croissance des ventes à l'exportation de $0,8 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ et d'une croissance des ventes intérieures de $0,3 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$. On s'attend à ce que les exportations de gaz naturel canadien vers les États-Unis atteignent $3,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2002.
- La plupart des experts s'attendent maintenant à ce que les prix américains restent relativement stables, tandis que les prix canadiens devraient augmenter jusqu'au niveau des prix américains à mesure que de nouveaux gazoducs seront construits, intégrant ainsi les marchés canadiens et américains. Si ces hypothèses s'avèrent fondées, le produit des ventes de gaz canadien devrait augmenter suivant un pourcentage plus élevé que l'accroissement des volumes.

Revue de 1996 Offre nord-américaine



La production de gaz naturel en Amérique du Nord a connu une croissance de 2,6 % en 1996. Nous subdivisons l'Amérique du Nord en régions de production tel qu'illustré ci-dessus. Comme il est indiqué, le gros de l'augmentation, soit $406 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (66 %) venait des régions côtières et en mer de la Côte américaine du Golfe du Mexique. Le Canada et les Rocheuses américaines, comme cela a été le cas au cours des cinq dernières années, ont également présenté d'importantes productions supplémentaires.

La production du milieu du continent a connu une baisse de $96 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou 4 %, qui a également été caractéristique ses cinq dernières années. Les

importations de GNL et de gaz mexicain vers l'Amérique du Nord ont doublé en 1996, mais restent mineures, ne représentant que 0,2 % de la production totale. On trouvera plus de détails dans le tableau 1.

Côte américaine du Golfe du Mexique

La région de la côte du Golfe, telle que nous la définissons ici (voir figure 1), comprend les bassins des dômes de sel côtiers et les bassins en mer de

Figure 1: Région de production de la côte du Golfe

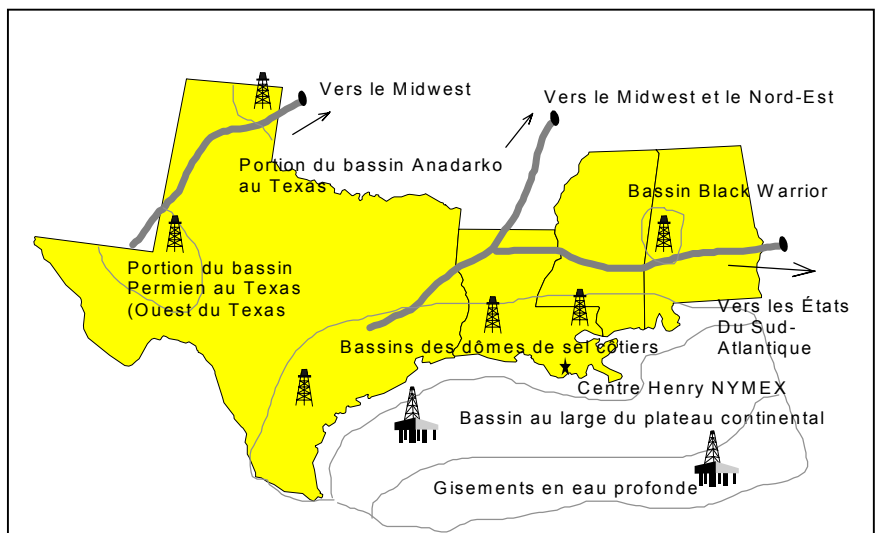


Tableau 1: Offre nord-américaine de gaz naturel

	1996 (Bcf)	1995 (Bcf)	Différence (Bcf)	Variation en %	% de l'augm. totale	% de l'offre nord-amér.
Côte du Golfe	11 925	11 519	406	3,5	66,2	48,7
Milieu du continent	2 482	2 578	-96	-3,7	-15,7	10,1
Rocheuses américaines	3 052	2 904	148	5,1	24,1	12,5
Autres États	1 560	1 597	-37	-2,3	-6,1	6,4
Production É.-U. totale	19 018	18 598	420	2,3	68,5	77,7
Production canadienne	5 401	5 232	169	3,2	27,5	22,1
Importations de GNL	35	18	17	96,1	2,8	0,1
Importations du Mexique	14	7	7	95,7	1,1	0,1
OFFRE N.-A. TOTALE	24 468	23 855	613	2,6	100,0	100,0

Sources : EIA, Statistique Canada

l'Alabama, de la Louisiane, du Mississippi et du Texas, de même que les parties des bassins permien et Anardako dans ces mêmes États. Environ 40 % de la production du Golfe provient des gisements au large du plateau continental.

Des zones de production étudiées dans le présent rapport, la côte américaine du Golfe du Mexique est l'un des fournisseurs aux coûts les plus élevés. Cela est dû à l'ancienneté des activités d'exploration et de production dans la région. Les augmentations de production sont généralement fonction des prix élevés. Au cours des années où les prix sont bas, la production dans cette région stagne ou diminue généralement presque immédiatement. Par exemple, les prix relativement bas du gaz naturel à la fin de 1994 et au début de 1995 ont entraîné une réduction des opérations de forage sur la côte du Golfe et la production a fléchi légèrement au cours de 1995.

Des opérations de forage soutenues sont nécessaires pour maintenir la production de la

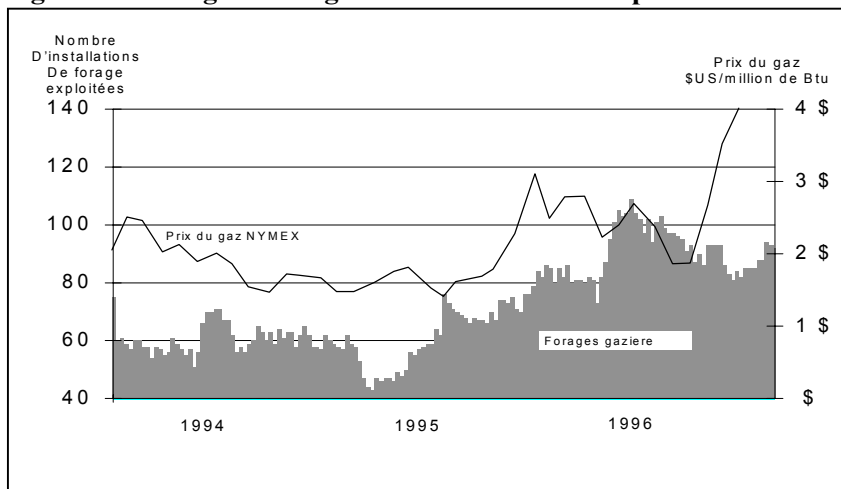
côte du Golfe, étant donné les très hauts taux d'extraction dans la région (environ 1/6 des réserves connues sont extraites chaque année). Cela entraîne un très haut taux d'épuisement, de l'ordre de 25 % par année (c.-à-d. que sans le forage de nouveaux puits, la production chuterait de 25 % en un an).

En 1996, les prix pour la côte américaine du Golfe du Mexique (centre NYMEX Henry) ont augmenté de 58 % par rapport aux niveaux de 1995, s'établissant à 2,59 \$US en moyenne par millions de Btu pour l'année. Comme l'indique la figure 2, cette augmentation

des prix a entraîné de très hauts niveaux de forage gazier au large de la côte du Golfe (les forages côtiers, non inclus dans le graphique, ont également connu une hausse). L'augmentation de 406 10⁹pi³ pour la côte du Golfe a été le résultat de cette intensification du forage.

De hauts taux de forage dans la région du Golfe du Mexique ont des effets immédiats sur la production de gaz naturel. En général, la production de toute nouvelle tête de puits installée dans la région peut être vendue, car la capacité des gazoducs reliés à cette région ne présente

Figure 2 : Forages au large de la côte du Golfe et prix



Source : Baker Hughes

aucune limitation.

Exploitation en haute mer dans la région du Golfe

Les augmentations de la production de la côte du Golfe du Mexique témoignent également du développement de quelques très importants projets de production en haute mer (>1 500 pieds de profondeur), ces dernières années. En 1996, ces projets d'exploitation en haute mer étaient au nombre de 11, leur production totale combinée atteignant $155 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ par année (1,3 % de la production totale de la région). Ces projets requièrent des investissements massifs (jusqu'à 1 milliard de dollars) et demandent des années de conception et de développement. Étant donné les longs délais de mise en production, les variations de prix d'un mois à l'autre n'influent pas sur les décisions de poursuivre les activités. Certaines initiatives découlent également de la production de pétrole, celle du gaz naturel étant secondaire.

Ces projets ne seraient pas viables économiquement sans les technologies de pointe comme les plates-formes à jambe de tension, parasismique 3D et les technologies de tourelle.

Autre fait marquant, un règlement provisoire a été adopté en mars 1996 pour l'exemption des droits d'exploitation en eau profonde. Le *Minerals Management Service* renoncera aux droits sur

des volumes précis de production initiale de certains puits admissibles. La portée des exemptions sera importante — de 102 à $507 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ — pour les puits à une profondeur de 200 à plus de 800 mètres d'eau.

Rocheuses américaines

La région de production des Rocheuses américaines dans les États du Nouveau-Mexique, de l'Utah, du Wyoming et du Colorado (voir figure 3) comprend de nombreux bassins, le plus important étant celui de San Juan où prédomine le méthane d'origine houillère.

La situation dans les Rocheuses américaines est très différente de celle de la côte du Golfe. La production y est moins dépendante des prix du gaz. La région produit à faible coût et la production a augmenté de $930 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ (44 %) pendant les cinq dernières années. Elle a augmenté même au cours de périodes de fléchissement des prix, en dépit de prix locaux systématiquement inférieurs aux prix dont bénéficiaient les producteurs de la côte du Golfe (des goulets d'étranglement des gazoducs entraînent un

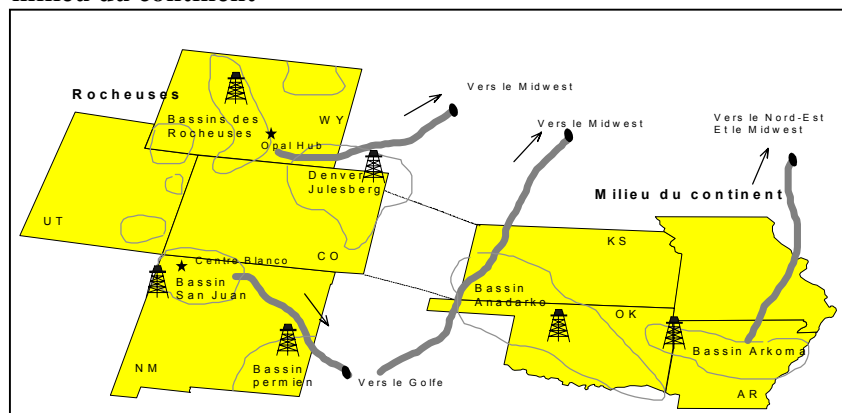
refoulement du gaz vers les Rocheuses, ce qui maintient les prix à un bas niveau).

La région connaît un faible taux d'extraction (environ 1/3 des réserves sont produites chaque année), ce qui entraîne des taux d'épuisement relativement faibles. Par conséquent, des périodes de moindre activité de forage n'entraînent pas immédiatement une réduction de la production.

Cette région a un formidable potentiel d'augmentation de la production. Cependant, le développement et l'accroissement de la production sont limités par la faible capacité des gazoducs.

En 1996, l'inversion des flux dans les réseaux de gazoducs de El Paso et Transwestern ont permis l'accroissement du transport à partir du bassin de San Juan vers l'Est, en direction de la côte du Golfe. Cela a été le principal facteur qui a permis à la production des Rocheuses américaines d'augmenter de $148 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ (5 %) par rapport à l'année précédente.

Figure 3: Régions de production des Rocheuses américaines et du milieu du continent



Un facteur connexe a été la volonté des producteurs de San Juan de maximiser la production des puits de méthane d'origine houillère. Les puits de gaz houiller admissibles prévus à l'article 29 recevront un crédit d'impôt d'environ 0,90 \$/million de Btu jusqu'à la fin de l'année 2002. Aucun nouveau puits ne peut être admissible, mais en accroissant la compression des champs, les producteurs peuvent accélérer la production des puits de gaz houillers admissibles existants.

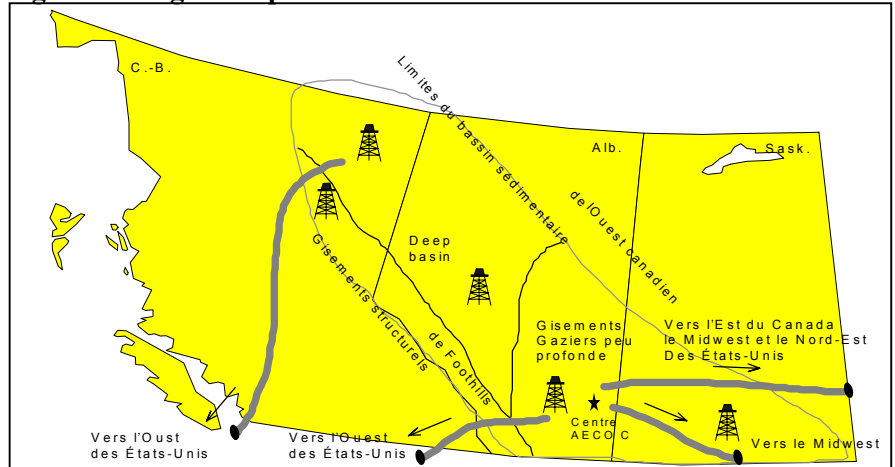
Milieu du continent (É.-U.)

La région du milieu du continent incluant l'Arkansas, le Kansas, le Missouri et l'Oklahoma (voir figure 3), comprend les bassins Arkoma et Anadarko et semble être destinée à un déclin de la production à long terme. Les améliorations technologiques ne compensent pas les effets du vieillissement des ressources dans cette région. La production a fléchi de $96 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 1996, poursuivant la tendance à la baisse amorcée depuis 1989. Ces cinq dernières années, la production annuelle a chuté de $263 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ ou 2 % par année.

Ouest du Canada

L'Ouest du Canada, soit la région de production de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan est illustré à la figure 4. Comme les Rocheuses américaines, l'Ouest du Canada est une région de production à faible coût.

Figure 4: Région de production de l'Ouest du Canada



Comme dans les Rocheuses américaines, le taux d'extraction est relativement faible pour la région qui a, de plus, un intéressant potentiel d'accroissement de la production. Le développement de la production supplémentaire est actuellement limité par la capacité des gazoducs.

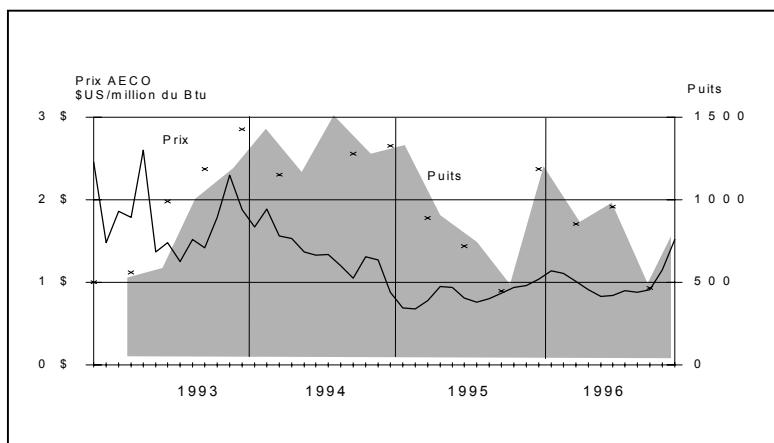
Après les expansions très importantes de capacité des gazoducs au début des années 90, (Northern Border, Iroquois, PGT), le forage dans l'Ouest du Canada s'est accru considérablement en 1993 et 1994 (voir figure 5), à mesure que la production se

développait parallèlement à l'augmentation de la capacité.

En l'absence de toute expansion majeure des gazoducs depuis 1993, le forage en 1995 et 1996 s'est stabilisé à environ 3 400 puits de gaz naturel par année (les données de forage à la figure 5 sont les données trimestrielles).

En 1996, la production s'est accrue de $169 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, principalement en raison de la hausse de la demande canadienne en gaz naturel.

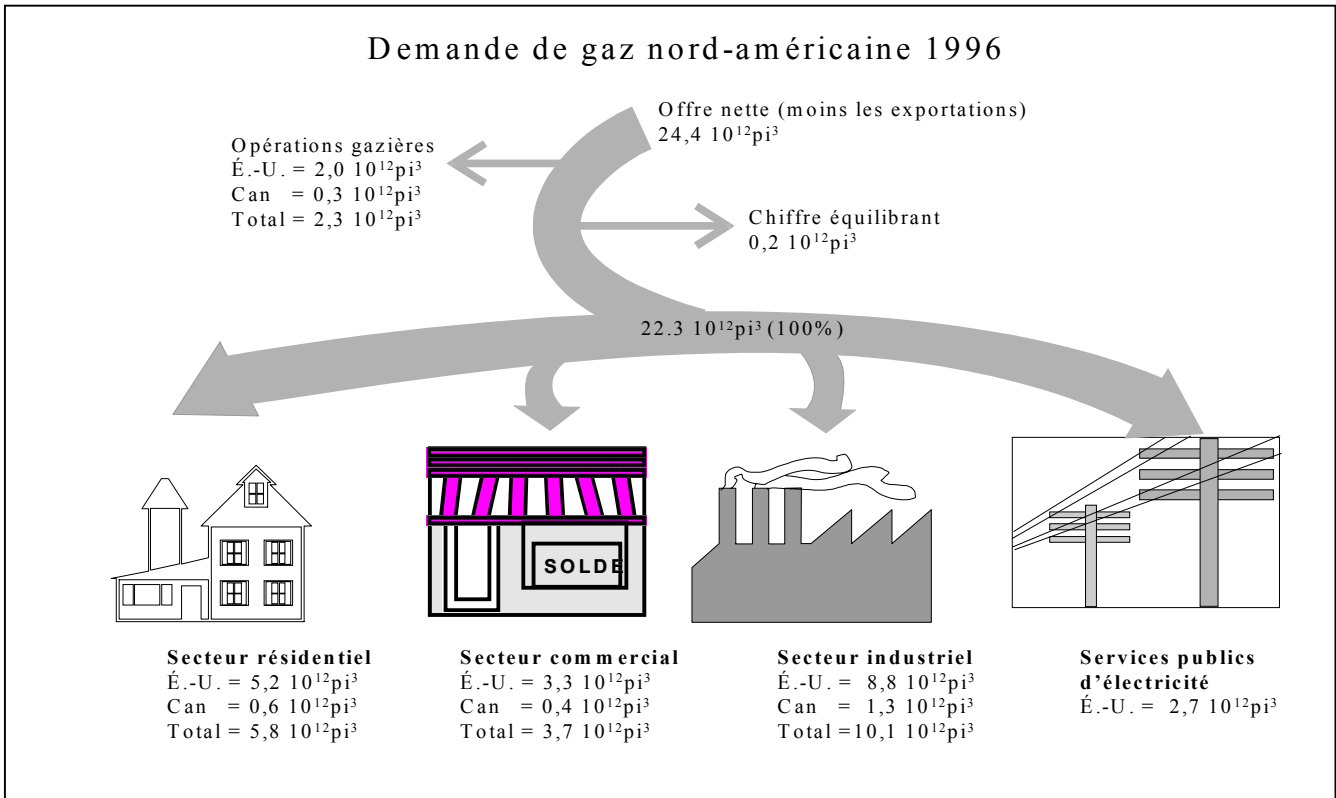
Figure 5: Puits de gaz canadiens et prix



Sources : Daily Oil Bulletin, Friedenberg

Revue de 1996

Demande nord américaine



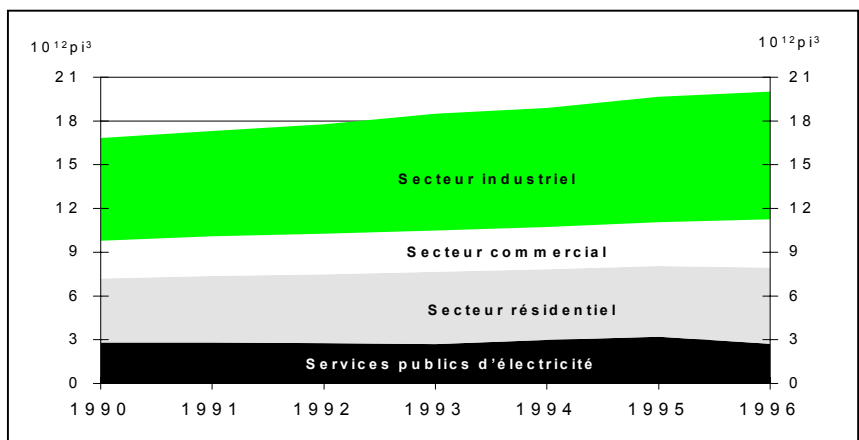
La demande nord américaine par secteur est illustrée sur le graphique ci-dessus. En 1996, la demande a augmenté de 2,3 % par rapport au niveau de 1995. Le gros de cette croissance (80 %) a eu lieu dans le secteur résidentiel. Cette augmentation de 441 10⁹pi³ de la demande résidentielle a été compensée par une chute presque exactement équivalente de 461 10⁹pi³ dans la demande des services publics d'électricité aux États-Unis. Par région, le Midwest et la côte du Golfe ont suscité les plus importantes hausses de la demande. Le détail de la demande est illustré dans le tableau 2.

Demande par secteur

La demande américaine totale a augmenté de 1,9 % pour atteindre 22 10¹²pi³ en 1996. Cela représente un niveau

record de consommation de gaz naturel, égalant le record précédent établi il y a plus de 20 ans en 1972. La

Figure 6: Demande américaine par secteur



Source: EIA

Tableau 2: Demande de gaz naturel et disposition - Amérique du Nord

	1996 (10 ⁹ pi ³)	1995 (10 ⁹ pi ³)	Différence (10 ⁹ pi ³)	Variation en %	% de l'augm. totale	% de la demande nord-amér.
Secteur résidentiel É.-U.	5 224	4 850	374	7,7	72,5	21,2
Secteur commercial É.-U.	3 280	3 031	249	8,2	48,3	13,3
Secteur industriel É.-U.	8 790	8 580	210	2,4	40,7	35,7
Services publics d'électricité É.-U.	2 736	3 197	-461	-14,4	-89,4	11,1
Opérations gazières É.-U.	1 963	1 920	43	2,2	8,3	8,0
Demande intérieure É.-U.	21 993	21 578	415	1,9	80,5	89,3
Exportations américaines de GNL	68	65	2	3,5	0,4	0,3
Exportations américaines vers le Mexique	33	61	-28	-46,3	-5,5	0,1
Disposition totale É.-U.	22 094	21 705	389	1,8	75,4	89,7
Secteur résidentiel Can.	617	558	58	10,4	11,3	2,5
Secteur commercial Can.	443	409	34	8,4	6,7	1,8
Secteur industriel Can.	1 309	1 278	31	2,4	6,0	5,3
Autres secteurs Can.	256	252	3	1,4	0,7	1,0
Demande totale Can.	2 624	2 497	127	5,1	24,6	10,7
DEMANDE N.-A. TOTALE	24 617	24 075	542	2,3	105,1	100,0
DISPOSITION N.-A. TOTALE	24 718	24 202	516	2,1	100,0	100,4

Sources: EIA, Statistique Canada

consommation a augmenté dans tous les secteurs sauf celui des

services publics d'électricité (voir figure 6), qui a connu une importante baisse. Au Canada, la croissance de la demande a dépassé le taux de 2 % des États-Unis. La demande canadienne a crû de 5,1 %, la demande totale atteignant 2,6 10¹²pi³ en 1996. La demande canadienne a augmenté dans tous les secteurs, mais l'augmentation la plus importante a eu lieu dans les secteurs résidentiel et commercial, notamment à cause des températures plus froides que la normale en 1996.

Secteurs résidentiel et commercial

Les secteurs résidentiel et commercial sont tous deux grandement dépendants des facteurs climatiques. Le plus

important élément déterminant de la consommation réelle pendant une année est la température régionale, exprimée en nombre total de degrés-jours de chauffage. Au cours des mois d'hiver, la température influe sur la demande pour fins de chauffage. L'ajout de nouveaux clients contribue également à la hausse de la demande, mais est généralement compensé par les gains d'efficacité découlant de la modernisation et du remplacement du matériel.

En 1996, les températures hivernales ont varié d'une région à l'autre, tel qu'indiqué dans le tableau 3. En raison d'un temps doux, les degrés-jours de chauffage ont été de 12 % inférieurs à la normale

dans l'Ouest des États-Unis, tandis que dans le Midwest, la région qui connaît la plus grande consommation, les degrés-jours de chauffage s'établissaient à 105 % des niveaux normaux. En moyenne, les degrés-jours de chauffage aux États-Unis étaient de 102 % par rapport à la normale, dénotant les températures plus froides que la normale.

Les températures hivernales plus froides dans la plupart des régions ont compensé les températures plus chaudes dans l'Ouest des États-Unis. C'est là la principale cause de la hausse de la consommation résidentielle américaine de 8 %, soit 374 10⁹pi³, et de l'augmentation dans le secteur commercial américain de 8 %,

soit 249 10⁹pi³.

Au Canada, les températures ont été encore plus inférieures à la normale qu'aux États-Unis. En 1996, les degrés-jours de chauffage étaient de 12 % supérieurs aux niveaux de 1995, des températures plus froides étant enregistrées tant dans l'Ouest que dans l'Est du pays.

Ce temps froid au Canada a été la principale cause de l'augmentation de la demande de 10 % (58 10⁹pi³) dans le secteur résidentiel et de 8 % (34 10⁹pi³) dans le secteur commercial.

Secteur industriel

Les ventes totales au secteur industriel américain ont augmenté de 2,4 % (210 10⁹pi³) en 1996, pour atteindre

8,8 10¹²pi³. Il s'agissait de la dixième année consécutive de croissance constante. La Energy Information Administration (EIA) des États-Unis, notre source de données sur la demande américaine, inclut dans le secteur industriel la production indépendante d'électricité. La demande de production indépendante d'électricité a été le principal facteur de croissance de la demande industrielle.

La consommation industrielle « traditionnelle » de gaz naturel (c.-à-d. à l'exclusion de la production indépendante d'électricité) est étroitement liée au rendement de l'économie américaine. Une croissance soutenue dans la production industrielle américaine globale a contribué à une utilisation accrue du gaz naturel dans le secteur

manufacturier.

Contrairement à 1996, le prix des carburants concurrents, principalement celui du mazout résiduel, n'a pas influé sur la consommation de gaz naturel dans le secteur industriel dans la plupart des régions des États-Unis. Les prix du mazout résiduel ont augmenté dans la même mesure que ceux du gaz naturel au cours de presque toute l'année 1996. En conséquence, ces prix n'ont pas incité à passer du gaz naturel au mazout résiduel au cours de 1996.

Par région, la consommation industrielle a présenté des écarts importants. Le plus important a été l'augmentation de 162 10⁹pi³ dans la demande industrielle de la côte du Golfe

Tableau 3: Degrés-jours de chauffage aux États-Unis et au Canada

Année	Mois	Nord-Est des É.-U.	Midwest	Ouest des É.-U.	Côte du Golfe	Moyenne É.-U.	Est du Canada	Ouest du Canada
1995	Janv.	1 958	1 200	466	521	875	663	692
	Févr.	2 196	1 130	698	379	800	699	578
	Mars	1 524	768	364	289	578	508	533
	Nov.	1 539	913	247	301	630	516	577
	Déc.	2 263	1 208	440	510	899	721	754
1996	Janv.	2 359	1 294	471	600	978	827	884
	Févr.	2 090	1 107	375	416	803	723	617
	Mars	1 884	1 025	336	396	736	673	619
	Nov.	1 595	917	325	309	660	552	678
	Déc.	1 771	1 068	452	453	802	641	837
1997	Janv.	2 312	1 330	484	620	976	inconnu	inconnu
	Févr.	1 693	958	387	413	709	inconnu	inconnu
1995		9 480	5 219	2 215	2 000	3 782	3 975,16	4 356
1996		9 699	5 411	1 959	2 174	3 979	4 455,02	4 961
Variation en %		2,3	3,7	-11,6	8,7	5,2	12,1	13,9
1996 en % de la normale		100,6	104,5	89,1	98,9	101,7	inconnu	inconnu

Notes : Nombre de degrés-jours de chauffage pondérés pour le Canada par province, de Statistique Canada. Les degrés-jours de chauffage d'avril à octobre ne sont pas indiqués, mais sont compris dans les totaux annuels. Les statistiques pour les États-Unis proviennent de l'EIA.

en raison de la croissance économique et du recours accru au gaz naturel par des industries dans la production de leur propre électricité.

Les ventes industrielles canadiennes ont également été en hausse de 2,4 %, malgré une baisse de 10 % dans les ventes aux producteurs d'électricité industriels. Cette baisse dans les ventes aux producteurs d'électricité est la conséquence d'une amélioration des conditions hydrographiques sur la Côte Ouest. La demande industrielle traditionnelle dépendait principalement de la croissance économique et du coût concurrentiel du gaz naturel par rapport au mazout.

Services publics d'électricité

Le secteur de la production d'électricité est de loin le plus imprévisible de tous les secteurs de la demande aux États-Unis. La température influe sur cette demande de plusieurs façons.

Au cours des mois d'été, le nombre de degrés-jours de climatisation influe sur la demande d'électricité pour fin de conditionnement d'air. Du temps sec peut réduire la capacité de production hydroélectrique et augmenter la production alimentée au gaz.

Les prix des carburants concurrents influent également sur la consommation de gaz naturel dans ce secteur très sensible aux variations de prix.

La consommation totale en gaz naturel des services publics d'électricité a fléchi de 14 % en 1996, s'établissant à $2,7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ en raison d'une combinaison de la hausse des prix du gaz naturel, du temps frais au cours des mois d'été et de l'abondante capacité hydroélectrique dans l'Ouest des États-Unis.

L'importante diminution de la consommation de gaz naturel pour fins de production d'électricité n'est probablement pas une tendance qui se maintiendra à long terme. Un approvisionnement abondant de gaz naturel à coût exceptionnellement faible en 1995 a incité les services publics d'électricité à passer du mazout résiduel au gaz naturel, rendant la consommation des services publics d'électricité exceptionnellement élevée pour 1995. Ce secteur de la demande a connu une croissance soutenue de l'ordre de 2 à 5 % depuis les dix dernières années.

Par région, la consommation des services publics d'électricité a diminué partout aux États-Unis, témoignant de l'augmentation des prix du gaz naturel dans tout le pays. La baisse de la consommation a été encore plus prononcée dans les régions où se trouvent des génératrices bi-énergies, notamment dans le Nord-Est, où la consommation a chuté de 37 %,

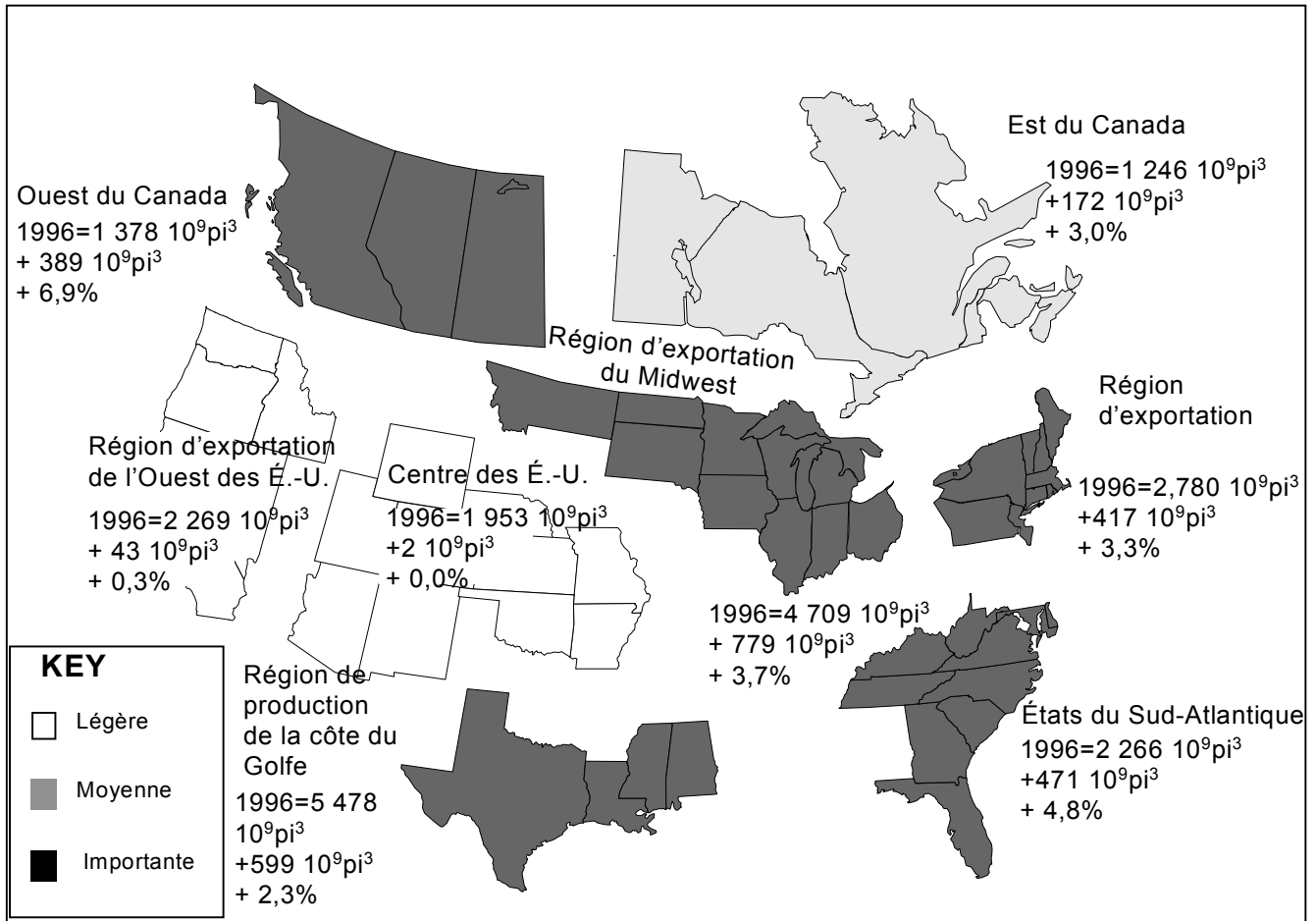
jusqu'à $256 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ en 1996, par rapport aux $400 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de l'année précédente.

La côte du Golfe, de loin la plus importante région de consommation par les services publics d'électricité a été moins touchée par les prix élevés et la subséquente transition vers d'autres carburants. Ainsi, les ventes aux services publics d'électricité dans la région de la côte du Golfe n'ont diminué que de 6,9 %.

Tendances de la demande par région

Il est intéressant de s'attarder sur la situation géographique de la croissance de la demande, car l'accès du gaz naturel canadien par gazoduc se limite à certains marchés. La situation géographique de la croissance de la demande en gaz naturel est également un facteur important dans l'établissement des prix du gaz naturel par région et des écarts de prix. Ainsi, pour les producteurs, vendeurs, exploitants de gazoducs ou consommateurs qui décident des ajouts à la capacité de transport par gazoduc (qu'il s'agisse de construire de nouveaux segments de gazoduc ou de signer des contrats à long terme pour payer des droits associés à une nouvelle capacité), les tendances géographiques dans la demande sont un élément important à considérer.

Figure 7 : Tendances de la demande régionale 1991-1996



La figure 7 illustre la répartition de la demande finale en Amérique du Nord en 1996, les variations de la demande par région entre 1991 et 1996 et le taux de croissance annuel moyen de la demande pendant cette période.

La répartition régionale de la demande est plutôt frappante. Il n'y a pratiquement pas eu de croissance de la demande en gaz naturel dans l'Ouest des États-Unis ces cinq dernières années.

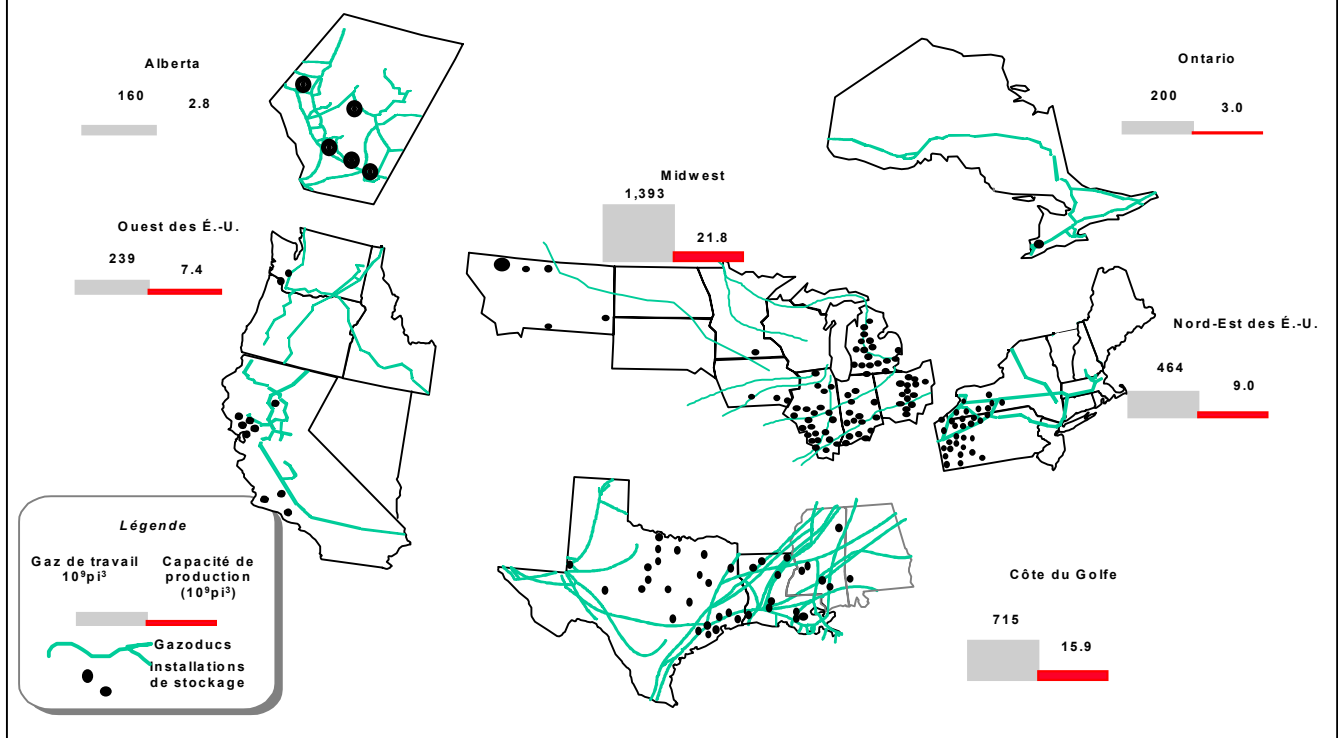
La majeure partie de la croissance de la demande en Amérique du Nord pendant les cinq dernières années a eu lieu dans l'Est et dans le Sud des États-Unis (Midwest, Nord-Est, côte du Golfe et États du Sud-Atlantique).

Ce profil régional de la croissance de la demande en gaz naturel a contribué aux écarts Est-Ouest des prix du gaz, les prix sur les marchés de l'Est ayant été bien supérieurs aux prix sur les marchés de l'Ouest.

Cela explique également le grand nombre de projets de gazoducs pour la capacité Ouest-Est.

Revue de 1996 Stockage

Emplacement des installations de stockage en Amérique du Nord



Source : Ressources naturelles Canada, Division du gaz naturel

Le stockage joue un rôle important dans la dynamique nord américaine de l'offre, de la demande et des prix. La plupart des lieux de stockage se trouvent dans les grands centres de demande de l'Est de l'Amérique du Nord (côte du Golfe, Midwest et Nord-Est des États-Unis).

Le stockage permet d'équilibrer la capacité de production (qui est relativement constante) par rapport à la demande (qui fluctue grandement selon la température). Les principaux flux de stockage sont les entrées durant la saison des injections (d'avril à octobre) et les sorties durant la saison des retraits (de novembre à mars). De plus petites entrées et sorties de stockage se produisent également

de façon horaire et quotidienne pour équilibrer les fluctuations de la demande horaire et quotidienne par rapport aux capacités de gazoducs ou pour pallier aux arrêts temporaires d'exploitation des gazoducs. La quantité de gaz stockée utilisable est appelée « gaz de travail ».

Les niveaux de stockage, les retraits et les injections sont inextricablement liés au prix du gaz de façon extrêmement complexe. Les décisions de stockage sont fondées sur les événements précédents (qui ont laissé le niveau de stockage élevé ou faible) et sur les prévisions quant à la demande et aux prix futurs. Tout comme les décisions de stockage dépendent grandement des prix attendus, les

entrées et les sorties de stockage sont des éléments importants de l'offre ou de la demande mensuelles et ont un effet de rétroaction important sur les prix. L'injection et le retrait de gaz stocké comporte des coûts d'exploitation (compression du carburant) et des coûts en capital (frais de stockage, amortissement des installations de stockage). Ces coûts doivent être compensés par des économies ou des profits sur le prix du gaz pour que le stockage soit rentable.

Par conséquent, le gaz est généralement injecté en stockage quand les prix sont bas et retiré quand les prix sont élevés. Inversement, les prix sont souvent élevés quand les niveaux de gaz de

travail en stockage sont bas et vice versa.

L'analyse du stockage se fait généralement marché par marché. Par exemple, de faibles volumes de stockage dans le Midwest peut ne pas influencer sur les prix du gaz de San Juan. Cependant, les prix nord-américains globaux du gaz sont généralement établis en fonction du stockage, c.-à-d. que lorsque les niveaux de stockage nord-américains sont bas, cela a tendance à renforcer les prix; quand le stockage est plus abondant qu'à la normale, les prix faiblissent.

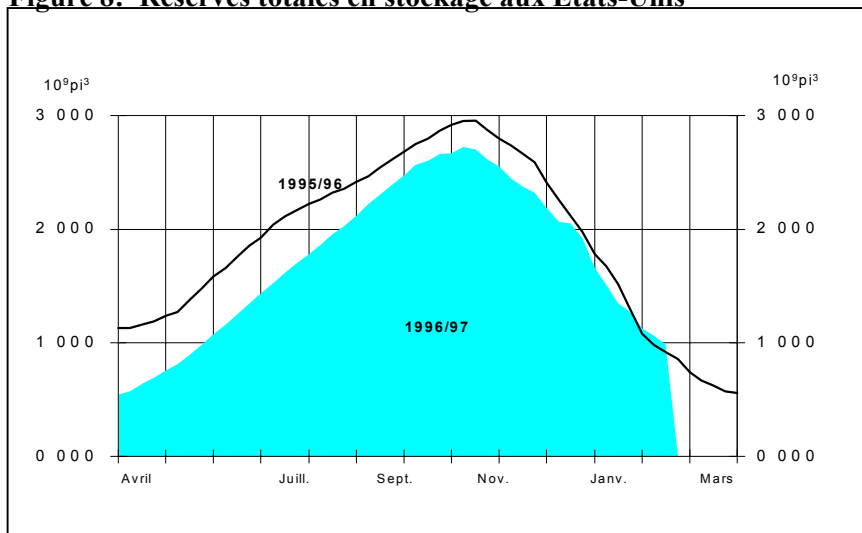
Avec la saison des retraits qui se poursuit au-delà de la fin de l'année, le stockage ne se prête pas très bien à une analyse par année civile. La fin logique d'une période d'analyse du stockage est la fin de la saison de retrait, en mars.

Stockage aux États-Unis

La figure 8 illustre les niveaux de stockage de gaz de travail aux États-Unis au cours des deux dernières saisons d'injection et de retrait. L'an dernier (1995-96), les niveaux de gaz de travail américains ont atteint un sommet, à $2\,958\ 10^9\text{pi}^3$. Cette année, le gaz de travail n'a atteint que $2\,725\ 10^9\text{pi}^3$ avant le début des retraits. Cependant, le rythme des retraits de stockage a chuté en 1996, ce qui a eu pour résultat qu'au cours de la dernière moitié de la saison de retrait, les niveaux de stockage américain étaient approximativement égaux à ceux de l'année précédente.

Comme nous l'avons noté dans la section précédente, les degrés-

Figure 8: Réserves totales en stockage aux États-Unis



Source : AGA

jours de chauffage aux États-Unis au cours de 1996 étaient en hausse de 2 % par rapport à 1995, mais les mois de décembre 1996 à février 1997 ont été plus chauds que l'année précédente. Cela a permis aux exploitants de ralentir les retraits de stockage et de ramener les niveaux de gaz de travail aux niveaux de l'année précédente.

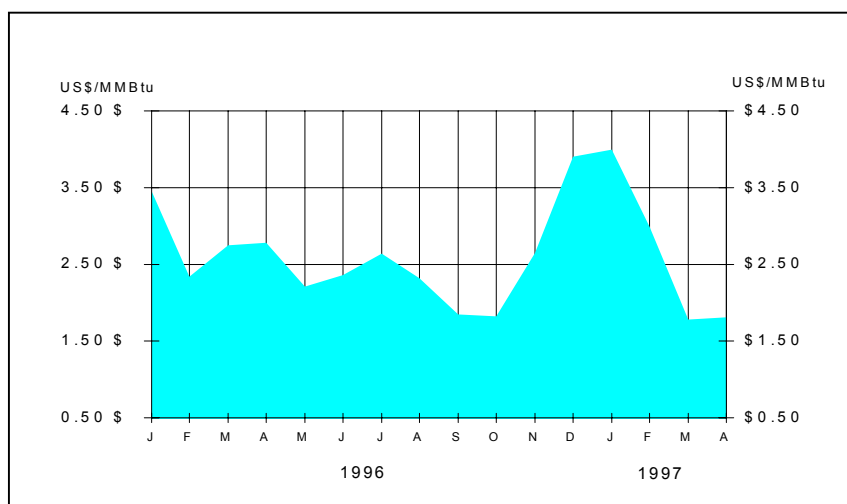
travail en novembre 1996 ont entraîné une véritable flambée, les prix du gaz sur le NYMEX atteignant un sommet de 4 \$/million de Btu pour le contrat de janvier. Avec la fin de la saison de retrait, les prix ont chuté drastiquement en avril 1997.

Stockage au Canada

La plupart des installations de stockage canadiennes se trouvent en Ontario (44 %) et en Alberta (39 %). Le stockage canadien influe sur les prix du marché du gaz canadien de la même façon

L'effet de cet rapport entre les conditions météorologiques et le stockage sur les prix du gaz aux États-Unis est illustré à la figure 9. Les faibles niveaux de gaz de

Figure 9: 1996 Prix du gaz au centre Henry NYMEX



Source: Friedenberg

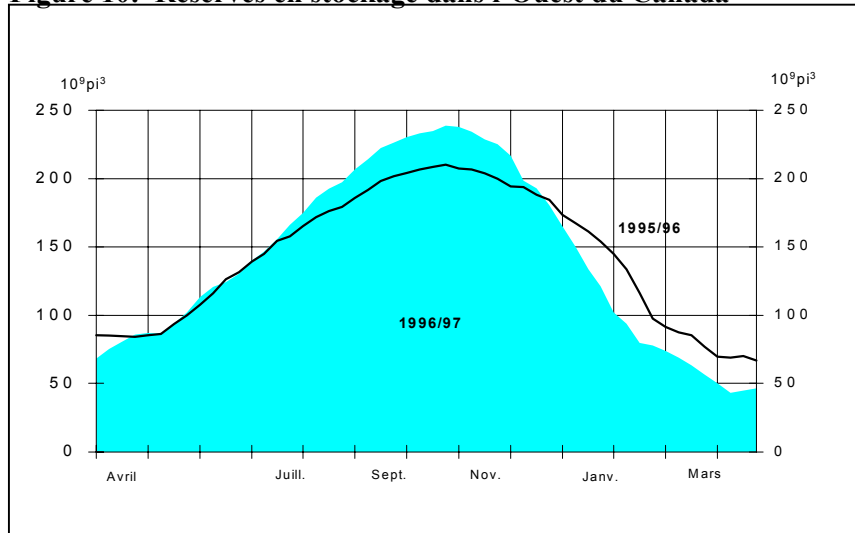
que le stockage aux États-Unis.

Le principal marché canadien du gaz est en Alberta, où la plupart des volumes destinés aux consommateurs canadiens sont achetés et vendus. Le point d'établissement des prix est situé sur le réseau de gazoducs NOVA en Alberta, généralement au centre AECO C, la plus importante installation de stockage en Alberta. Il n'existe aucun marché du gaz au comptant à grande échelle en Ontario. La plupart des utilisateurs de gaz ontariens achètent leur gaz en Alberta et concluent des ententes de capacité de gazoducs pour le transporter jusqu'en Ontario. (Pour plus de détails, voir les sections en annexe sur l'Est et l'Ouest du Canada).

La figure 10 illustre les niveaux de stockage de gaz de travail dans l'Ouest canadien au cours des deux dernières saisons d'injection et de retrait. L'an dernier (1995-96), les niveaux de gaz de travail ont culminé à 210 10⁹pi³. Cette année, avec les expansions de capacité de stockage, le gaz de travail a atteint un volume de 239 10⁹pi³, c'est-à-dire un niveau de 14 % plus élevé.

Cependant, le rythme des retraits de stockage a été considérablement plus rapide que l'année précédente, ce qui a entraîné une baisse des niveaux de stockage dans l'Ouest canadien aux niveaux de 1995-96 en décembre et sous les niveaux de l'année précédente en janvier 1997. Ce rythme rapide de retrait et la baisse rapide du stockage résultante ont été causés principalement par les températures extrêmement froides et une demande élevée de gaz

Figure 10: Réserves en stockage dans l'Ouest du Canada



Source : CGA

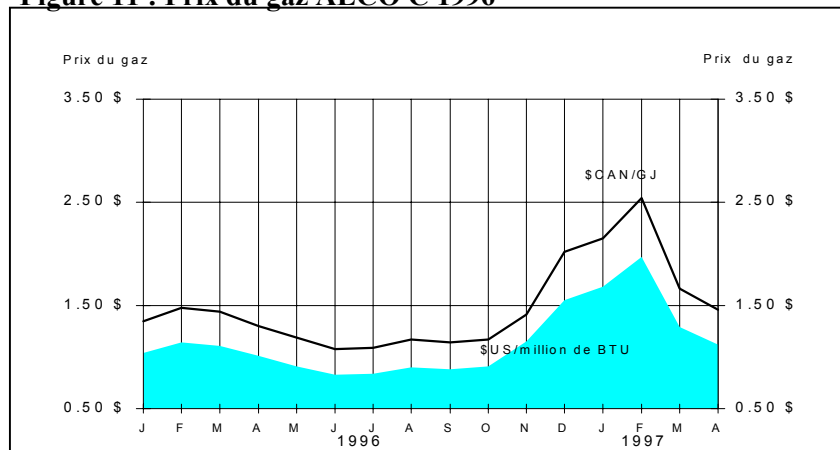
naturel dans l'ouest du pays. Le nombre de degrés-jours de chauffage en Alberta était de 13 % plus élevé par rapport à l'année précédente.

La combinaison d'une demande locale élevée, d'une capacité de production supplémentaire limitée et de faibles niveaux de stockage a entraîné une hausse des prix du gaz dans l'Ouest du Canada (AECO) en décembre 1996 au-dessus des niveaux de l'année précédente (voir figure 11). Les prix ont

atteint un sommet en février à 2,50 \$ CAN/GJ, soit 2 \$ US/million de Btu, avant de se stabiliser à des niveaux plus caractéristiques des deux dernières années.

De plus, les prix élevés du gaz dans l'Ouest canadien à la fin de 1996 ont été causés en partie par une demande élevée sur les marchés américains. Bien que les exportations du Canada vers les États-Unis n'aient augmenté que de 3 % en 1996, les exportations en novembre et décembre étaient hausses de 9 et 6 % respectivement.

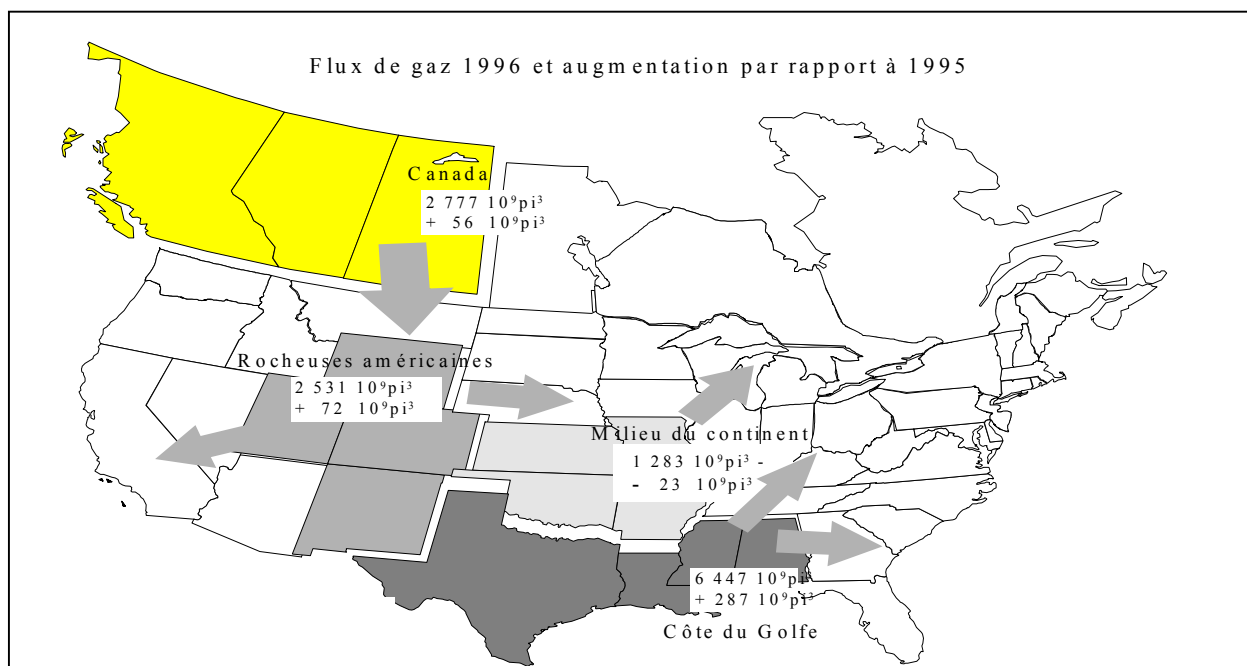
Figure 11 : Prix du gaz AECO C 1996



Source : Friedenberg

Revue de 1996

Capacités de gazoduc et flux de gaz



La notion de flux de gaz est utile pour expliquer et évaluer les prix du gaz par région, les écarts de prix (« de base ») et la dynamique des gazoducs. Dans la présente section, les flux de gaz nets provenant d'une région donnée sont calculés comme étant la production moins la demande de gaz dans la région. Ces flux sont illustrés sur le schéma ci-dessus.

En examinant les variations des flux de gaz nets, nous pouvons suivre les augmentations et les diminutions des flux d'offre. Cela a des implications sur les prix régionaux et les écarts de prix. Le détail du calcul des flux de gaz par région est donné dans le tableau 4. Vous remarquerez

que les exportations du Canada vers les États-Unis illustrées sur le schéma ci-dessus sont des exportations *nettes*.

Changements régionaux

Le grand changement dans les flux de gaz au cours de 1996 a été l'augmentation de $287 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ des flux de gaz provenant de la côte du Golfe. Cette hausse n'est pas surprenante, étant donné que la production de la côte du Golfe a augmenté de $406 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ au cours de l'année. Les flux provenant du Golfe auraient même pu augmenter davantage, mais la demande dans la région du Golfe s'est élevée de $118 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, absorbant une partie de la production supplémentaire.

Bien que la production de gaz du milieu du continent ait diminué de $96 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, la demande interne a également chuté, entraînant une réduction de seulement $23 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ pour les flux sortants de la région. Des flux supérieurs en provenance du Golfe ou du milieu du continent ne sont pas limités par la capacité des gazoducs, car d'importants corridors de gazoducs vers le Midwest et le Nord-Est ont presque toujours de la capacité excédentaire, sauf en période de pointe.

Dans les Rocheuses américaines, où la production a augmenté de $148 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, la demande a également augmenté, entraînant une hausse des exportation

Tableau 4: Flux de gaz naturel en Amérique du Nord

	1996 Production (10 ⁹ pi ³)	1996 Demande (10 ⁹ pi ³)	Exportations nettes 1996 (10 ⁹ pi ³)	Exportations nettes 1995 (10 ⁹ pi ³)	Différence (10 ⁹ pi ³)	Variation en %
Côte du Golfe	11 925	5 478	6 447	6 160	287	33,3
Milieu du continent	2 482	1 199	1 283	1 306	-23	8,6
Rocheuses américaines	3 052	521	2 531	2 459	72	4,4
Canada	5 401	2 624	2 777	2 721	56	4,6

provenant de cette région de 72 10⁹pi³. Enfin, dans l'Ouest du Canada, l'augmentation de 169 10⁹pi³ dans la production a été principalement absorbée par l'accroissement de la demande canadienne. Les flux de gaz nets du Canada vers les États-Unis n'ont connu qu'une hausse de 56 10⁹pi³ par rapport à l'année précédente (nota : les exportations brutes, dont nous traitons dans la prochaine section, ont augmenté de 87 10⁹pi³).

Différentiel des prix du gaz

Sur le marché déréglementé du gaz naturel nord-américain actuel, les écarts des prix du gaz déterminent les flux de gaz. Par exemple, si le gaz vaut 1 \$/million de Btu de plus sur un marché par rapport à un autre et si le coût de transport est inférieur à 1 \$/million de Btu, le gaz sera alors dirigé vers le marché où les prix sont plus élevés jusqu'à ce que toute la capacité de gazoduc soit utilisée ou jusqu'à ce que l'écart de prix s'atténue.

Si un flux de gaz suffisant va du marché aux prix inférieurs vers le marché aux prix supérieurs, les prix sur les deux marchés se rééquilibreront jusqu'à ce que les prix du marché le plus élevé égalent les prix du marché le plus bas plus les frais de transport. À

ce stade, les deux marchés sont alors « intégrés ».

Dans certaines régions de l'Amérique du Nord, les flux de gaz naturel sont limités périodiquement ou habituellement par la capacité des gazoducs (voir figure 12). Les prix entre deux points ne peuvent donc s'intégrer. Pour cette raison, l'Amérique du Nord vit actuellement ce qu'on pourrait appeler une ère de très importants écarts.

Les flux sortants du Canada ne sont pas limités par la capacité de production des puits, mais par la capacité des gazoducs d'exportation. Quand le gaz est refoulé sur le marché de l'Ouest du Canada, les prix restent bas comparativement aux autres

marchés.

Les goulets d'étranglement des gazoducs de sortie du Canada et de l'Ouest des États-Unis ont été les principaux facteurs déterminant d'importants écarts de prix sur le marché nord-américain du gaz naturel.

Les effets de ces engorgements se répercutent sur les prix régionaux du gaz naturel dans le temps. La figure 13 montre les prix du gaz au comptant (1 mois) sur quatre importants marchés du gaz naturel : le centre de stockage AECO C en Alberta, le bassin San Juan au Nouveau-Mexique, le centre Henry en Louisiane et Chicago. Les marchés de Chicago et de NYMEX sont bien intégrés et les prix de l'un et l'autre se sont suivis en 1995 et 1996.

Figure 12 : Marchés non intégrables

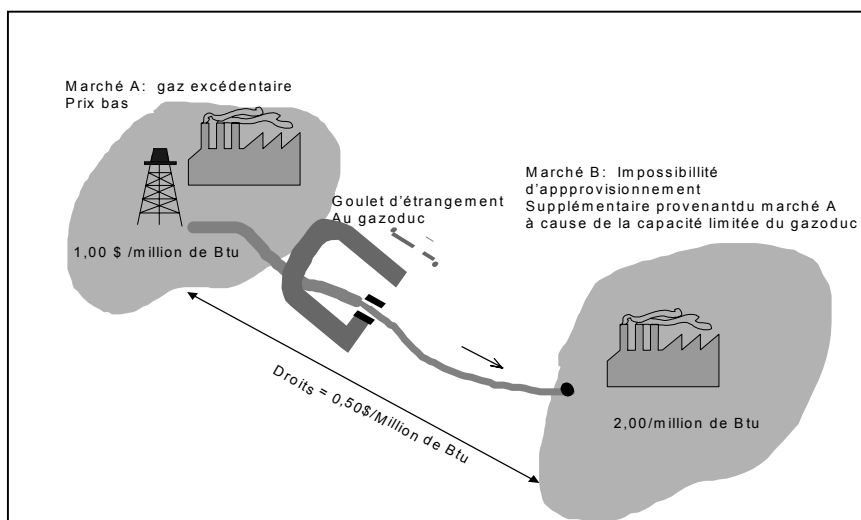
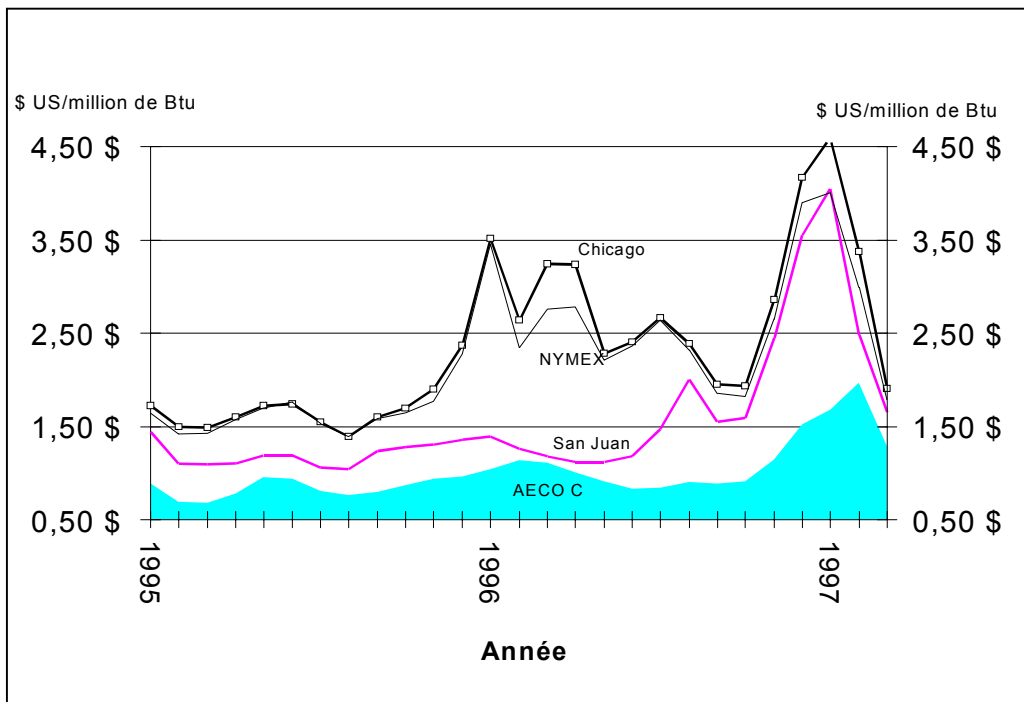


Figure 13 : Prix du gaz

Au cours de 1995, les prix des Rocheuses américaines et de l'Ouest du Canada présentaient une faible corrélation avec les prix du NYMEX ou de Chicago.

À partir du milieu de 1996, les prix de San Juan se sont rétablis au niveau de NYMEX/ Chicago. Il semble que la capacité ajoutée aux gazoducs El Paso et Transwestern était suffisante pour amener la capacité sortante totale au niveau de la capacité de l'offre de San Juan. Ce phénomène pourrait être temporaire. Si la demande dont jouissent les producteurs de San Juan



Source : Friedenber

fléchit ou si la production augmente encore, les prix de San Juan pourraient encore une fois être décalés par rapport aux prix de la côte du Golfe.

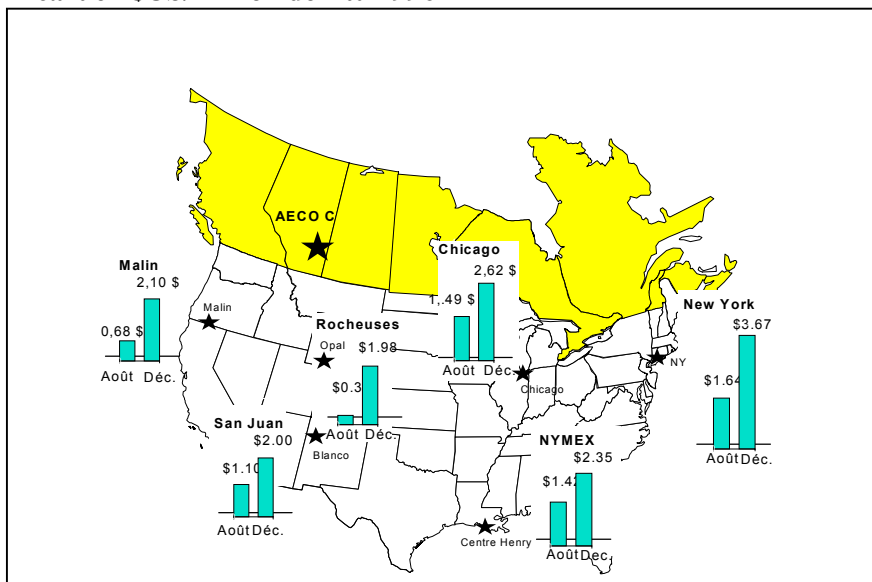
Le décalage des prix du gaz de l'Ouest canadien s'est maintenu

par rapport aux prix du marché américain tout au long de 1996. C'est ce qu'illustre la figure 14 qui montre l'écart des prix du gaz de divers marchés des États-Unis et le prix au comptant AECO, pour les mois d'août et de décembre 1996. Tous les prix au

comptant des marchés américains étaient plus élevés que le prix AECO en août 1996 et ce décalage s'est accru progressivement.

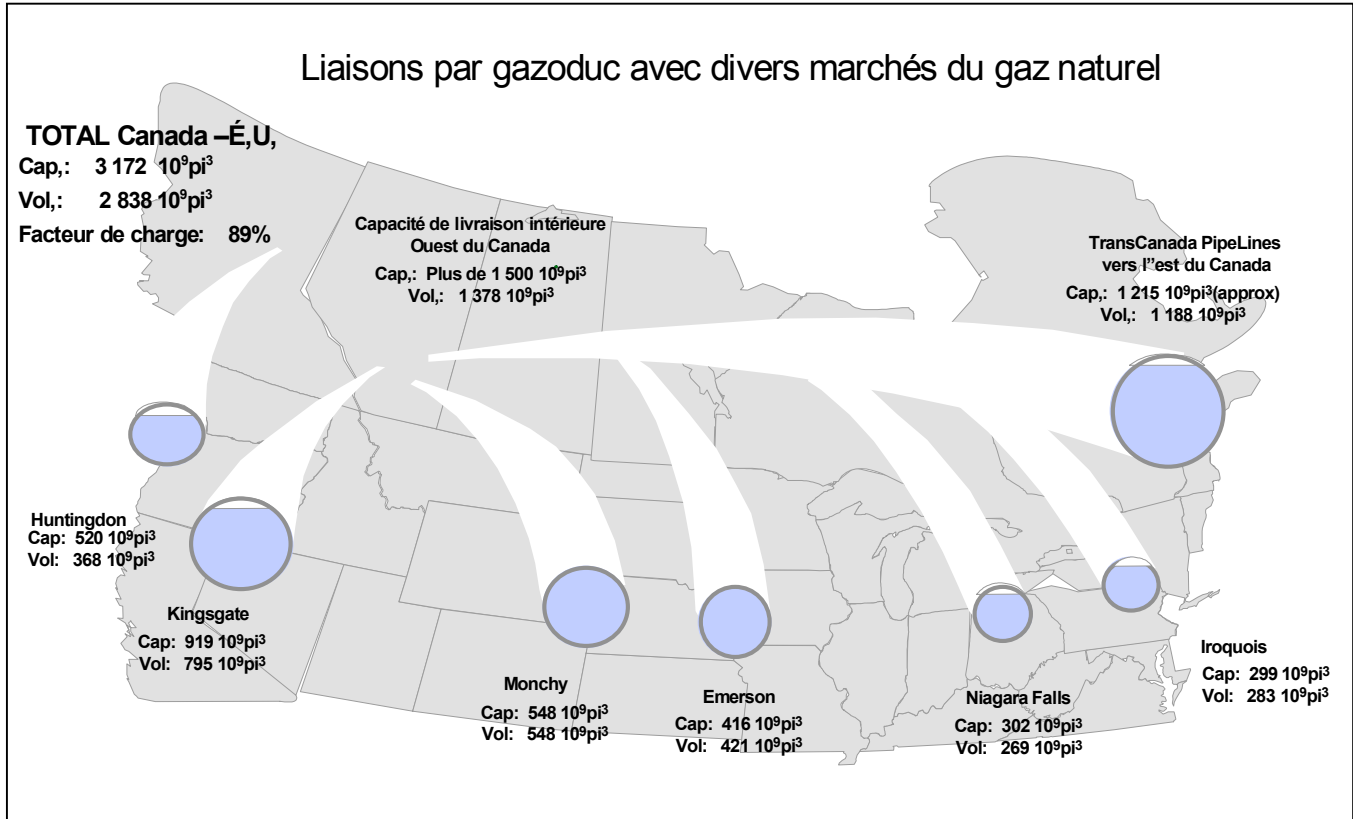
À la fin de 1996, les écarts étaient beaucoup plus grands que les coûts de transport par gazoduc depuis AECO jusqu'au marché américain concerné. C'est ce qui explique les pressions exercées pour accroître la capacité d'exportation des gazoducs de l'Ouest du Canada.

Figure 14 : Comparaison des marchés au comptant avec AECO C – Écart en \$US/million de Btu 1996



Revue de 1996

Exportations canadiennes et ventes intérieures de gaz naturel



Les ventes de gaz canadien ont connu une année record en 1996. Les volumes totaux ont augmenté de 3,6 %, mais le changement le plus important s'est produit pour les prix et les rentrées, qui ont connu des hausses allant de 21 à 44 %.

La capacité des gazoducs canadiens vers les marchés ne s'est que faiblement accrue au cours de l'année. Les capacités et les volumes des principaux gazoducs sont illustrés dans le schéma ci-dessus. Au cours de 1996, les seules expansions ont été une augmentation de 76 10⁶pi³/j de la capacité de TCPL vers l'Est du Canada et

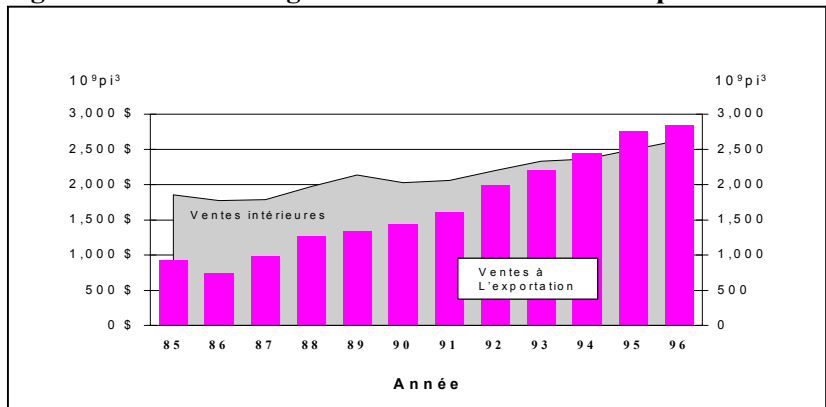
d'environ 41 10⁶pi³/j au point d'exportation d'Iroquois.

Volumes des ventes

Avec des ajouts minimes à la capacité, comme la capacité

était déjà utilisée presque au maximum l'an dernier, les augmentations des ventes de 1996 n'ont pas été aussi importantes que celles des années précédentes. C'est ce qu'on peut constater à la figure 15, qui

Figure 15 : Ventes de gaz naturel canadien - Rétrospective



montre des volumes d'exportations croissant à un taux annuel moyen de 12 % de 1985 à 1995, mais ralentissant à 3 % en 1996.

Les ventes de gaz canadien au cours de 1996 sont indiquées au tableau 5. Le volume des ventes totales a augmenté de 3,7 %, soit de $194 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, au cours de 1996.

Contrairement aux années précédentes, l'augmentation des ventes en 1996 était principalement attribuable aux marchés intérieurs, où les ventes ont augmenté de 4 %. Les ventes sur les marchés d'exportation ont augmenté de 3 %.

Facteurs de charge

L'expansion minime du réseau de gazoducs canadien s'est répercutée sur les facteurs de charge enregistrés au cours de toute l'année. La capacité d'exportation a été utilisée à 89 % en moyenne en 1996, tandis que la capacité intérieure vers l'Est du Canada a été utilisée à des facteurs de charge encore plus élevés.

Le seul point d'exportation ayant connu un facteur de charge relativement faible a été Huntingdon. Cependant, le potentiel d'accroissement important des exportations via Huntingdon reste limité en l'absence de toute expansion de la capacité des gazoducs. Huntingdon comprend trois gazoducs sur courtes distances, servant des utilisateurs particuliers, dont la capacité totale est de $138 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{année}$. La capacité excédentaire de ces gazoducs était prévue dès leur

Tableau 5 : Exportations et ventes intérieures canadiennes 1996

Année	Mois	Exportations garanties (10^9 pi^3)	Exportations interruptibles (10^9 pi^3)	Exportations totales (10^9 pi^3)	Ventes canadiennes (10^9 pi^3)	Ventes totales (10^9 pi^3)
1996	Janvier	205	42	247	272	519
	Février	187	39	225	224	450
	Mars	175	57	232	234	466
	Avril	166	59	224	202	427
	Mai	173	63	236	197	433
	Juin	161	62	223	173	396
	Juillet	179	52	231	183	414
	Août	180	56	237	182	419
	Septembre	166	66	233	187	420
	Octobre	175	68	243	216	459
	Novembre	186	58	244	243	486
	Décembre	198	64	262	268	530
Total 1996		2 151	686	2 837	2 581	5 418
Total 1995		2 185	565	2 750	2 474	5 224
Variation (en 10^9 pi^3)		-34	121	87	107	194
Variation (en %)		-1,6	21,5	3,2	4,3	3,7
% de l'augm. totale		-17,7	62,6	44,9	55,1	100,0

Sources : ONÉ, Statistique Canada

construction et ne peut être utilisée pour d'autres clients. C'est ce qui maintient les facteurs de charge à un niveau relativement bas pour Huntingdon.

L'autre facteur déterminant est la nature des marchés en aval de Huntingdon. Ces marchés disposent de peu de stockage de gaz comparativement aux marchés en aval d'autres points d'exportation. Par conséquent, ces marchés ont besoin d'une capacité de gazoducs excédentaire pendant toute l'année pour pouvoir répondre aux besoins en période hivernale de pointe.

Le niveau élevé des prix et des facteurs de charge a entraîné l'annonce de plusieurs importants projets d'accroissement de la capacité dans un avenir rapproché.

Échéances et types de ventes

Le profil des exportations canadiennes continue de s'éloigner des ventes garanties et des licences d'exportation à long terme.

Sur les ventes d'exportation totales en 1996, 61,7 % étaient à court terme (moins de deux ans) comparativement à seulement 53 % l'année précédente. [Nota : il ne s'agit pas ici de l'échéance du contrat de fourniture de gaz, mais de l'échéance de l'entente d'exportation (licence à long terme ou commande à court terme)].

En 1996, 76 % des exportations faisaient l'objet d'ententes de livraison garantie, tandis que 24 % faisaient l'objet d'accords de livraison interruptible. En 1996, la proportion était de 80 % de transport garanti et de 20 % interruptible.

Les exportations utilisant du transport garanti par gazoduc ont chuté de 2 % par rapport à l'année précédente, tandis que les exportations recourant au transport interruptible ont augmenté de 21 %.

La plupart des ventes sur les marchés canadiens ont été conclues en vertu d'ententes de transport garanti.

Prix de vente

Le tableau 6 montre les prix moyens à la frontière internationale pour les trois marchés d'exportation américains. Ces chiffres ont été obtenus à partir des données présentées à l'Office national de l'énergie (ONÉ).

Des renseignements semblables pour les prix sur les marchés canadiens ne sont pas disponibles. Le tableau 6 indique plutôt les prix mensuels au comptant aux deux plus importants points d'établissement des prix pour les ventes de gaz canadien : le prix AECO C (c'est-à-dire le marché de l'Alberta, qui détermine le prix de l'Est du Canada et de la Saskatchewan) et le prix Huntingdon/Sumas (le plus important marché de Colombie-Britannique).

Les marchés canadiens à partir de l'Alberta jusque vers l'Est établissent leurs prix principalement en fonction du prix

AECO. La plupart des clients de l'Est du Canada achètent du gaz en Alberta à un prix lié au prix AECO. Ce gaz est ensuite transporté vers les marchés de l'Est du pays par le client, le prix à la livraison étant alors égal au prix AECO plus le prix de transport par gazoduc réglementé.

Le prix AECO indiqué au tableau 6 est un prix mensuel. Certains clients peuvent acheter du gaz à des prix plus élevés ou plus bas, suivant la durée des contrats (horaire, quotidienne, annuelle, etc.). Pour plus de détails sur les marchés canadiens, consulter l'annexe.

La plupart des ventes en Colombie-Britannique sont établies en fonction du prix à Huntingdon. Comme pour AECO, les prix fluctuent en fonction de la durée des contrats (court terme ou long terme).

Prix plus élevés en 1996

Les prix intérieurs et à l'exportation ont tous deux connu d'importantes hausses en 1996. Au Canada, le prix au comptant AECO moyen de 1,02 \$ US/million de Btu représentait une augmentation de 22 % par rapport à 1995.

Les hausses de prix les plus élevées pour les ventes vers les États-Unis ont été celles du Midwest (41 %), suivies du Nord-Est (27 %) et de l'Ouest (24 %).

Tant les prix intérieurs que les prix à l'exportation ont monté en flèche à la fin de l'année, à cause de divers facteurs, dont les suivants : faible stockage aux États-Unis, rigueur de l'hiver au Canada, température plus froide que la normale dans le Midwest, insuffisance de la capacité de gazoduc sortante des régions d'approvisionnement à faible coût et nécessité d'un recours accru à l'offre à coût élevé de la côte du Golfe.

Tableau 6 : Prix 1996 (\$US/million de Btu)

Année	Mois	Prix à la frontière internationale			Marchés canadiens		Rentrées nettes à la sortie de l'usine				
		Ouest	Midwest	Nord-Est	AECO	Huntingdon	Ouest	Midwest	Nord-Est	AECO	Huntingdon
1996	Janvier	1,17	2,08	3,03	1,04	1,23	0,99	1,85	2,14	0,94	0,97
	Février	1,17	1,89	3,06	1,14	1,18	0,96	1,63	2,12	1,03	0,92
	Mars	1,17	2,06	2,99	1,11	1,15	0,98	1,81	2,08	1,00	0,90
	Avril	1,01	2,08	2,93	1,01	0,93	0,79	1,81	2,01	0,90	0,68
	Mai	0,97	1,84	2,73	0,91	0,93	0,78	1,58	1,83	0,81	0,68
	Juin	0,97	1,88	2,71	0,83	0,90	0,77	1,60	1,77	0,73	0,65
	Juillet	1,01	1,99	2,77	0,84	0,96	0,82	1,67	1,79	0,74	0,71
	Août	1,18	1,88	2,61	0,90	1,01	0,98	1,56	1,68	0,80	0,76
	Septembre	1,11	1,59	2,44	0,88	1,02	0,91	1,29	1,50	0,78	0,77
	Octobre	1,18	1,65	2,47	0,91	1,11	0,98	1,36	1,52	0,81	0,86
	Novembre	1,72	2,33	3,09	1,15	2,08	1,50	2,06	2,11	1,04	1,79
	Décembre	2,47	3,18	3,69	1,52	3,35	2,25	2,90	2,80	1,41	3,01
Moyenne 1996		1,28	2,05	2,89	1,02	1,32	1,07	1,77	1,96	0,91	1,06
Moyenne 1995		1,03	1,45	2,28	0,84	1,03	0,72	1,13	1,36	0,74	0,78
Variation en %		24,3	41,4	26,8	21,6	27,8	48,6	56,6	44,1	24,3	35,3

Sources : ONÉ, Friedenberg

L'augmentation des prix a entraîné une augmentation des rentrées nettes.

Rentrées nettes à la sortie de l'usine

Les rentrées nettes à la sortie de l'usine provenant des ventes aux États-Unis, de même que les rentrées à la sortie de l'usine résultant des ventes au comptant mensuelles à Huntingdon et à AECO sont également indiquées au tableau 6. Ces deux derniers chiffres des rentrées nettes peuvent être considérés comme des approximations des rentrées nettes pour les ventes intérieures et peuvent servir de point de comparaison pour les rentrées nettes d'exportation.

Recettes des ventes

Les hausses de prix ont représenté la majeure partie de l'augmentation des recettes des ventes à l'exportation et des ventes intérieures en 1996. Les données sur les recettes des ventes expliquées ci-dessous et indiquées au tableau 7 sont présentées à l'ONÉ et correspondent à des rentrées en dollars canadiens à la frontière internationale. Ces chiffres incluent donc les rentrées pour le transport par gazoduc de la région de production jusqu'à la frontière.

Tableau 7 : Recettes des ventes à l'exportation 1996

Année	Mois	Ouest	Midwest	Nord-Est	Total
		Millions de \$ CAN			
1996	Janvier	152	250	265	667
	Février	144	214	225	583
	Mars	141	254	218	613
	Avril	117	243	211	571
	Mai	128	217	201	546
	Juin	122	211	179	513
	Juillet	140	223	184	546
	Août	163	211	195	568
	Septembre	150	183	166	499
	Octobre	167	196	167	530
	Novembre	242	266	221	729
	Décembre	358	414	302	1 074
1996		2 024	2 882	2 533	7 439
1995		1 549	2 002	2 028	5 579
Variation en %		30,6	44,0	24,9	33,3

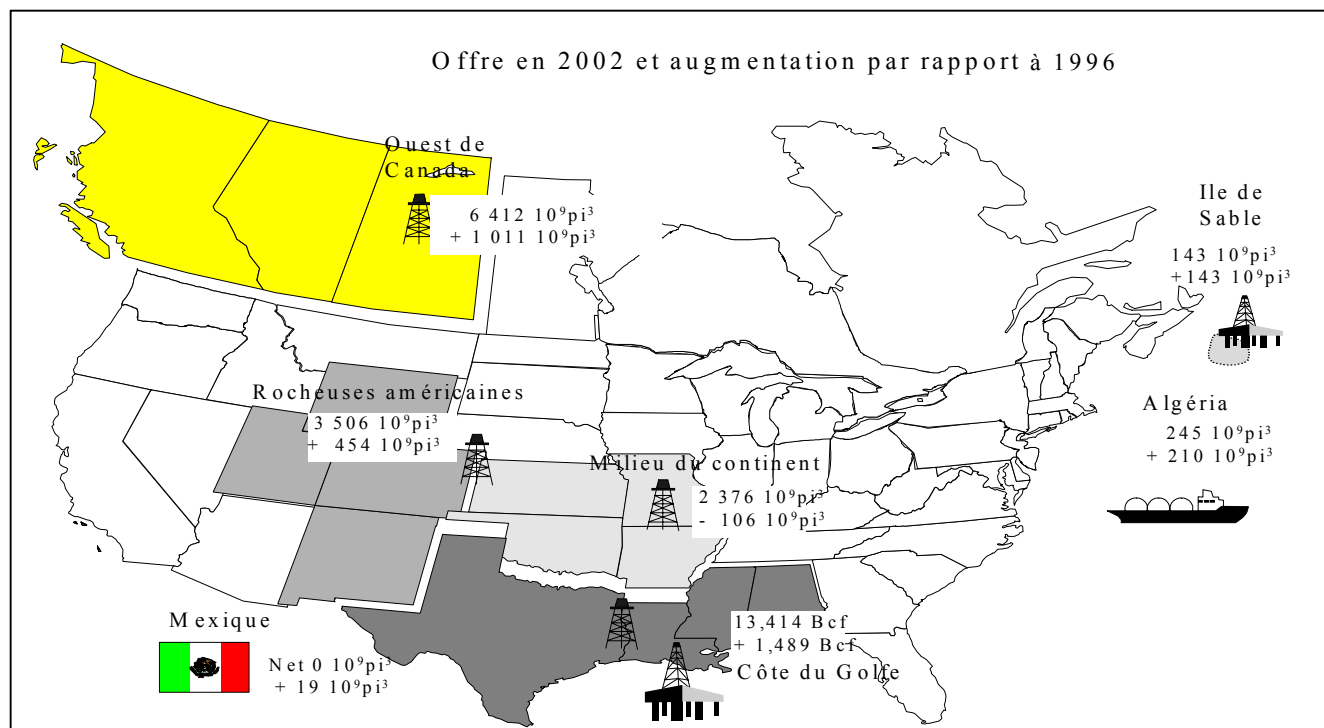
Source : ONÉ

Les recettes des ventes à l'exportation ont augmenté de 33 %, l'augmentation de volume n'étant pourtant que de 3,1 % pour tous les marchés américains. Les recettes des ventes au Midwest ont augmenté de 44 %, s'établissant à 2,9 milliards de dollars pour une augmentation de volume de seulement 2,5 %. Dans l'Ouest, une augmentation de volume de 6,2 % combinée à la hausse des prix, a entraîné une montée des recettes de 31 %, jusqu'à 2 milliards de dollars. Malgré un léger fléchissement des volumes vendus sur le marché du Nord-Est (baisse des volumes de 0,9 %), les recettes des ventes ont augmenté de 25 %, dépassant les 2 milliards et demi de dollars.

Pendant toute l'année, le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain est resté stable et n'a eu aucun effet important sur les recettes des ventes.

La tendance a été la même sur les marchés canadiens. Les recettes des ventes intérieures de gaz naturel ont augmenté d'environ 25 %. Cette hausse était principalement due à une hausse des prix, les volumes des ventes n'ayant augmenté que de 4,3 %.

Perspectives jusqu'en 2002 Offre nord-américaine



L'augmentation de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord jusqu'en 2002 viendra de la production américaine, de la production canadienne, du GNL et d'autres sources. Nos estimations des sources nord-américaines et les variations par rapport à 1996 sont illustrées sur le schéma ci-dessus.

Nous en sommes arrivés à cette vue d'ensemble par la démarche suivante.

Premièrement, nous avons examiné les prévisions de divers organismes quant à l'offre et à la demande américaines et canadiennes. Nous avons supposé que les demandes américaine et canadienne

suivront les prévisions moyennes des spécialistes consultés (voir page 23 pour plus de détails). En bref, les demandes canadienne et américaine de gaz naturel totaliseront 27 596 10^9pi^3 en 2002. Nous avons également tenu pour acquis que les exportations américaines de GNL de 60 10^9pi^3 par année se maintiendront.

Deuxièmement, nous avons calculé les exportations de gaz canadien vers les États-Unis. Notre prévision de 3 609 10^9pi^3 d'exportations en 2002 est fondée sur les estimations des capacités des gazoducs d'exportation (voir page 32).

Troisièmement, nous avons supposé que toute la demande canadienne de gaz naturel serait satisfaite par des sources canadiennes. Cela suppose donc une production canadienne totale estimée à 6 555 10^9pi^3 en 2002, soit le total des exportations et de la demande canadienne.

Quatrièmement, en fonction de la moyenne des prévisions de plusieurs experts, nous avons calculé l'offre américaine future en GNL et en gaz d'autres provenances (245 10^9pi^3 en 2002).

Enfin, l'offre canadienne et l'offre en GNL ont été soustraites de la demande nord-américaine prévue, afin d'estimer la production

américaine nécessaire. Celle-ci, en fonction de cette analyse, serait de $20\,856\,10^9\text{pi}^3$ en 2002.

Production intérieure de gaz naturel aux États-Unis

La demande américaine a augmenté à un rythme annuel moyen de 3 % pendant les cinq dernières années, tandis que la production intérieure n'a augmenté que de 1,5 %. Des importations plus élevées de gaz canadien ont été la cause de cet écart. Si la production américaine se maintenait à un taux de croissance annuel moyen de 1,5 % de 1996 à 2002, la production intérieure américaine atteindrait environ $21\,10^9\text{pi}^3$ en 2002.

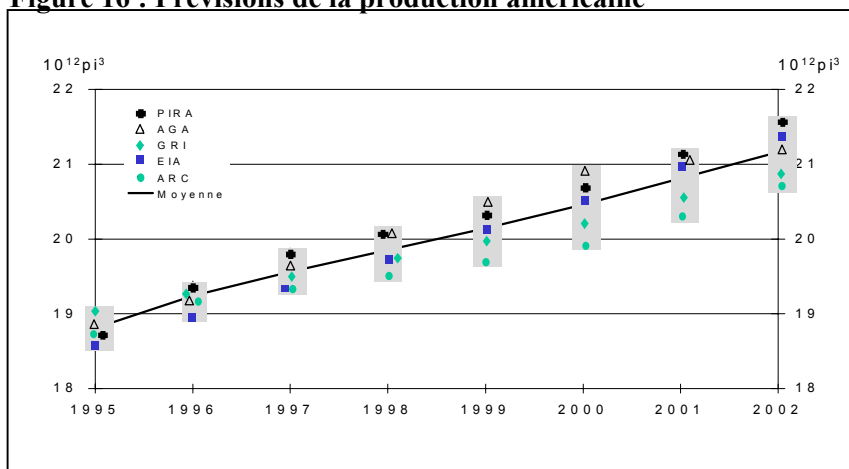
La figure 16 illustre diverses prévisions de la production américaine jusqu'en 2002. Les prévisionnistes s'entendent généralement sur le maintien du présent taux de croissance annuel de la production aux États-Unis, qui devrait atteindre $21,1\,10^{12}\text{pi}^3$ en 2002.

En résumé, la production américaine moyenne prévue, combinée à notre estimation des exportations de gaz canadien et de GNL vers les États-Unis, devrait suffire à satisfaire la demande américaine prévue en gaz naturel.

Vue d'ensemble de la production régionale

Le marché nord américain actuel du gaz naturel est constitué d'une multitude de marchés régionaux avec leur propre dynamique d'offre, de demande et de prix. De nombreuses décisions

Figure 16 : Prévisions de la production américaine



importantes prises dans l'industrie gazière touchent les marchés régionaux plutôt que le marché nord-américain dans son ensemble.

Par exemple, les consommateurs, les producteurs et les exploitants de gazoduc doivent décider s'il est rentable de construire des gazoducs ou de conclure des ententes de capacité de gazoducs entre deux marchés de gaz naturel. Une capacité de gazoducs peut être intéressante s'il existe un important écart de prix entre les deux marchés. L'analyse de données désagrégées régionalement pour l'offre et la demande permet d'établir si d'importants écarts de prix se maintiendront.

Cependant, de tous les organismes dont les prévisions sont illustrées à la figure 16, seul le PIRA désagrège ses prévisions de la production américaine par région de production. Les prévisions régionales de la production américaine expliquées plus bas et illustrées sur la carte au début de la présente section ont été élaborées à partir de

l'analyse de la PIRA, de l'analyse contenue dans notre rapport sur les *Tendances de l'offre en gaz naturel 1996-2002* et à partir d'autres données, tel qu'indiqué plus bas.

Côte du Golfe

La côte du Golfe, la plus importante région de production aux États-Unis, représente environ 63 % de la production américaine en 1996. Comme nous l'avons expliqué dans la section sur la revue de l'offre (page 1), les forages et la production dans cette région suivent les tendances des prix. Comme les prix fluctuent, il est difficile de prédire la production future sur la côte du Golfe.

Une autre difficulté dans la prévision de la production du Golfe est associée à son rôle de fournisseur saisonnier en Amérique du Nord. Une demande élevée ou faible peut ne pas influencer les exportations canadiennes ou sur le flux des Rocheuses américaines vers le Midwest, puisque ces flux ne

sont pas très sensibles au prix et se maintiennent habituellement à des niveaux voisins de la capacité des gazoducs. Cependant, la production de la côte du Golfe est plus sujette à fluctuer avec les variations des prix et de la demande.

La côte du Golfe a également l'avantage qu'une production plus élevée dans la région ne requiert pas (dans une certaine mesure) de capacité de gazoduc supplémentaire sur longue distance, étant donné la capacité excédentaire existante vers le Midwest et les marchés du Nord-Est.

Production en eau profonde de la côte du Golfe

Un changement fondamental semble s'annoncer pour l'exploitation gazière au large de la côte du Golfe des États-Unis. L'adoption du *Deepwater Royalty Relief Bill* peut changer complètement la dynamique économique de la production du gaz naturel en eau profonde dans le Golfe du Mexique. Tout dépendra de la quantité exacte de production de gaz naturel admissible à l'exonération des droits et les conditions de ces exonérations. Ces détails restent à clarifier.

Cependant, il ne fait pas de doute qu'une augmentation

considérable de la production en eau profonde dans le Golfe est en cours de planification. Ce sont là des projets à long terme, qui devraient se poursuivre peu importe les fluctuations des prix du gaz. Au total, environ $350 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de production annuelle en eau profonde sont prévus en 1997, $616 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 1998 et $821 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 1999. Ce dernier chiffre correspond à 7 % de la production actuelle du Golfe.

L'augmentation de la production en eau profonde ne signifie pas nécessairement que la production globale de la côte du Golfe connaîtra elle aussi une hausse. Le reste de la production dans la région continuera de représenter plus de 90 % de la production totale de la côte du Golfe et connaît un taux d'épuisement rapide (jusqu'à 25 % par année).

Ce taux d'épuisement rapide signifie qu'une intense activité de forage est nécessaire pour maintenir la production. De tels niveaux de forage sur la côte du Golfe exigent des prix relativement élevés. Or, à des prix NYMEX inférieurs à 2 \$/million de Btu, le forage sur la côte du Golfe a été historiquement bien inférieur aux niveaux actuels (voir page 2).

En gros, les perspectives pour la production de la côte du Golfe sont extrêmement incertaines, car elles dépendent des prix du gaz, qui, à leur tour, dépendent de nombreux facteurs, y compris la croissance de la demande et l'éventualité de l'expansion des gazoducs provenant des régions à l'ouest.

Rocheuses américaines

La situation est totalement différente dans les Rocheuses américaines. Nous sommes d'accord avec PIRA quant à la probabilité d'une importante augmentation de la production dans cette région. Cependant, une production supplémentaire dans la région des Rocheuses américaines exigera l'expansion de la capacité des gazoducs de sortie. La section sur les perspectives des flux de gaz (page 25) traitera de cette question plus en profondeur.

Milieu du continent

Tant PIRA que notre analyse arrivent à la conclusion que la production du milieu du continent diminuera graduellement. Ces dernières années, la production dans cette région a connu un ralentissement constant. Elle devrait donc perdre $106 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de production annuelle entre 1996 et 2002.

Production canadienne

La figure 17 montre les prévisions financières de PIRA et de l'ARC quant à la production gazière canadienne. Celle-ci a connu un taux de croissance annuel moyen de 7 % ces cinq dernières années. Les prévisions PIRA/ARC moyennes pour les six prochaines années comportent un taux de croissance bien inférieur, s'établissant à 3,5 %. Cette prévision est identique à notre calcul de la production canadienne future.

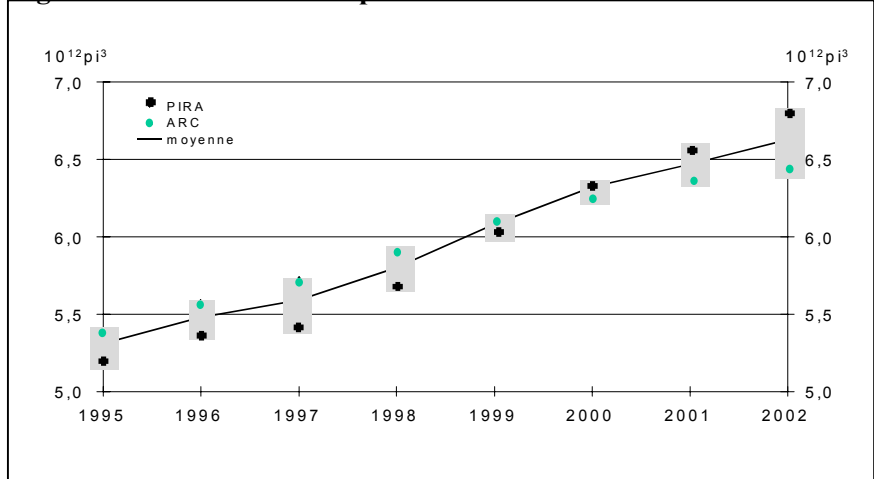
Comme dans le cas des Rocheuses américaines, pour permettre une importante croissance de la production canadienne, des expansions des gazoducs sont nécessaires, car la capacité de gazoducs de sortie actuelle est utilisée à plein.

Pendant la période de 1997 à 2002, la production devrait commencer au *Sable Offshore Energy Project*. Nous prévoyons que ce projet résultera en une production de $143 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ annuellement d'ici 2002, répartie entre les marchés américains et canadiens.

Autres approvisionnements

Nous estimons que les autres sources d'approvisionnement américaines non indiquées ci-dessus (c.-à-d. provenant d'États ayant une production inférieure comme l'Alaska, la Californie, le Michigan, l'État de New York, etc.) contribueront $1\,560 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ par année à l'offre nord-américaine (une quantité équivalente à celle de 1996).

Figure 17 : Prévisions de la production canadienne

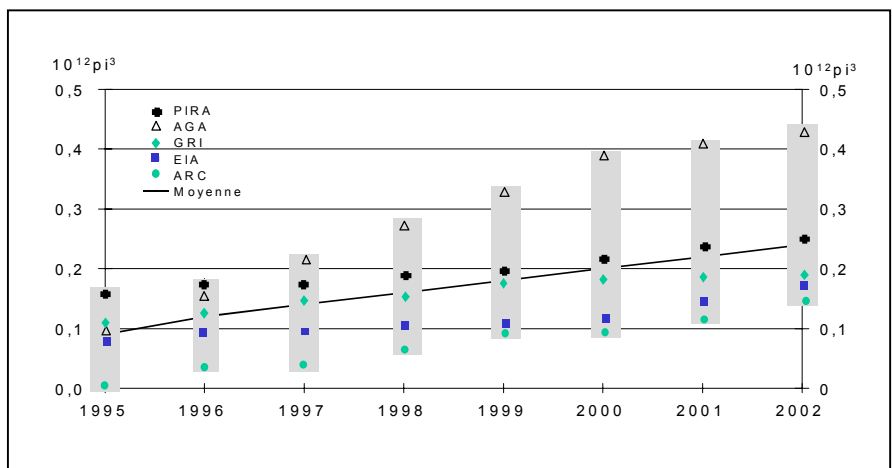


La figure 18 illustre les prévisions de cinq organismes quant aux importations de GNL vers les États-Unis. L'écart entre ces prévisions est assez prononcé, allant de 140 à $440 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ pour l'année 2002. Nous prévoyons $245 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ d'exportations de GNL vers les États-Unis en 2002 (il s'agit de la moyenne des prévisions industrielles à la figure 20). Des exportations de GNL algérien vers les États-Unis sont prévues par la majorité des experts, car les rénovations des installations de liquéfaction de gaz en Algérie devraient se terminer cette année. Ces rénovations ont entraîné un

ralentissement des exportations de GNL aux États-Unis en 1996.

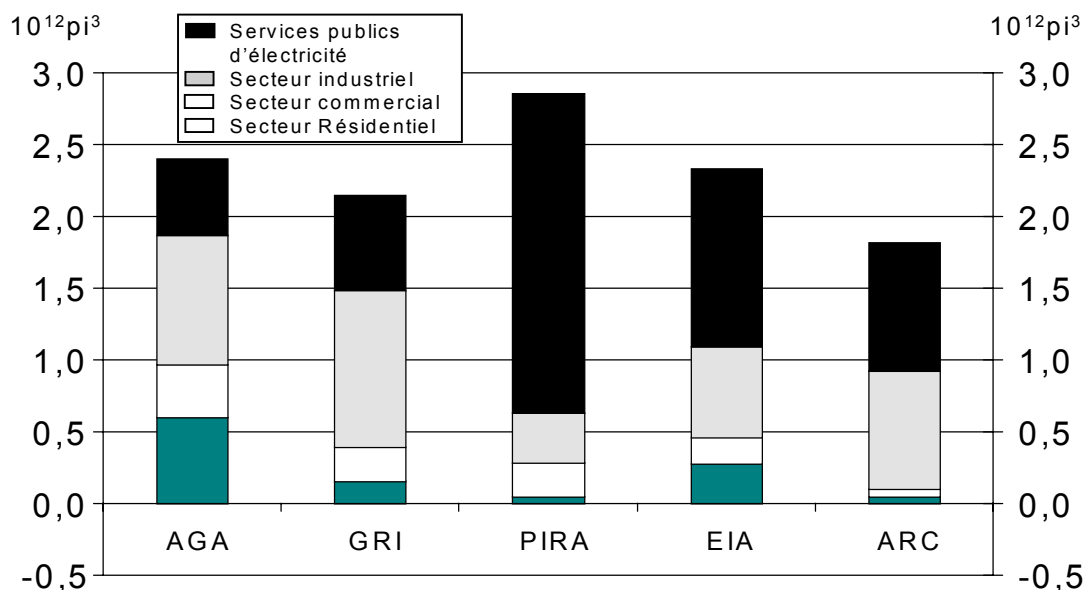
De petites quantités de gaz mexicain accèdent aux marchés du gaz naturel du Canada et des États-Unis à l'heure actuelle. Pour la période envisagée, la plupart des experts prévoient que ces volumes resteront à un niveau négligeable.

Figure 18: Prévisions des importations américaines de GNL



Perspectives jusqu'en 2002 Demande nord américaine

Augmentation de la demande aux É.-U.

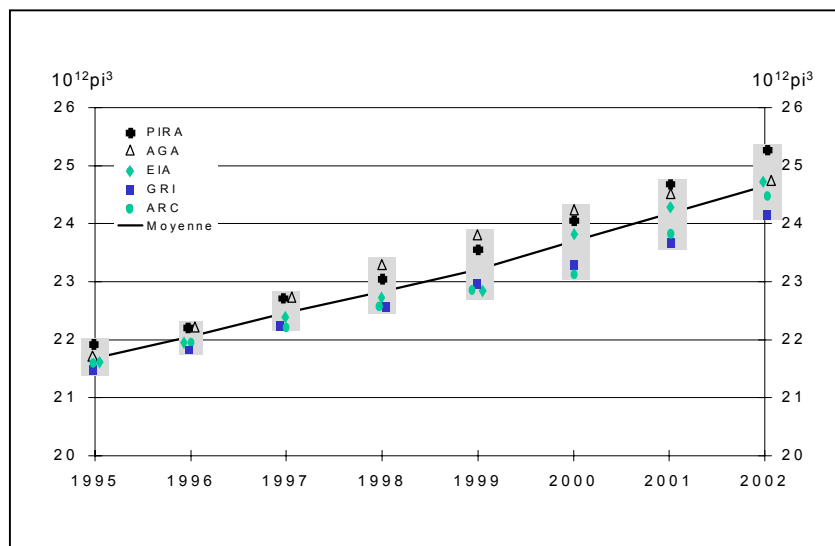


Le graphique ci-dessus illustre diverses prévisions de demande de gaz naturel aux États-Unis par secteur. Cette année, les prévisionnistes s'entendent plus ou moins : la demande américaine devrait augmenter de 1,8 à 2,9 10¹²pi³ d'ici 2002 et le gros de cette croissance aura lieu dans les secteurs industriels et de la production électrique. (Nota : dans le graphique ci-dessus, le secteur de la production d'électricité de PIRA englobe la production indépendante d'électricité, tandis que pour les autres prévisionnistes, la production indépendante d'électricité est incluse dans le secteur industriel).

Ce consensus n'existait pas l'an dernier, où les effets de la restructuration en cours de l'industrie de la production

d'électricité sur la demande en gaz naturel étaient interprétés différemment par les révisionnistes. Les diverses

Figure 19 : Prévisions de la demande américaine

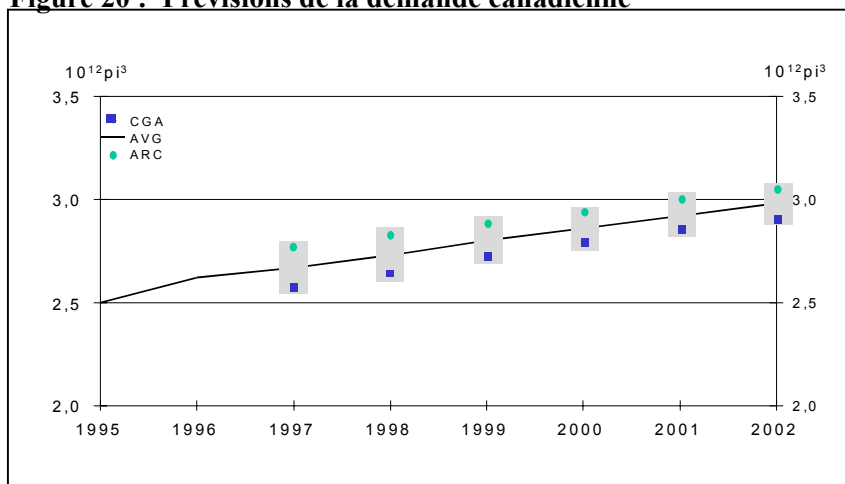


prévisions de la demande américaine en gaz naturel pour chaque année sont présentées à la figure 19. La moyenne des cinq prévisions est représentée sous forme de ligne. Le taux de croissance moyen illustré est de 1,9 % par année. La demande américaine en gaz naturel des cinq dernières années a connu une croissance annuelle moyenne de 3,0 %.

La figure 20 illustre les prévisions financières de l'Association canadienne du gaz (CGA) et de l'ARC pour la demande canadienne en gaz naturel. On s'attend généralement à ce que la demande canadienne augmente à un taux annuel de 2,2 %. Ces cinq dernières années, la croissance de la demande canadienne en gaz naturel s'établissait en moyenne à 4,9 % par année.

Demande régionale :

Figure 20 : Prévisions de la demande canadienne



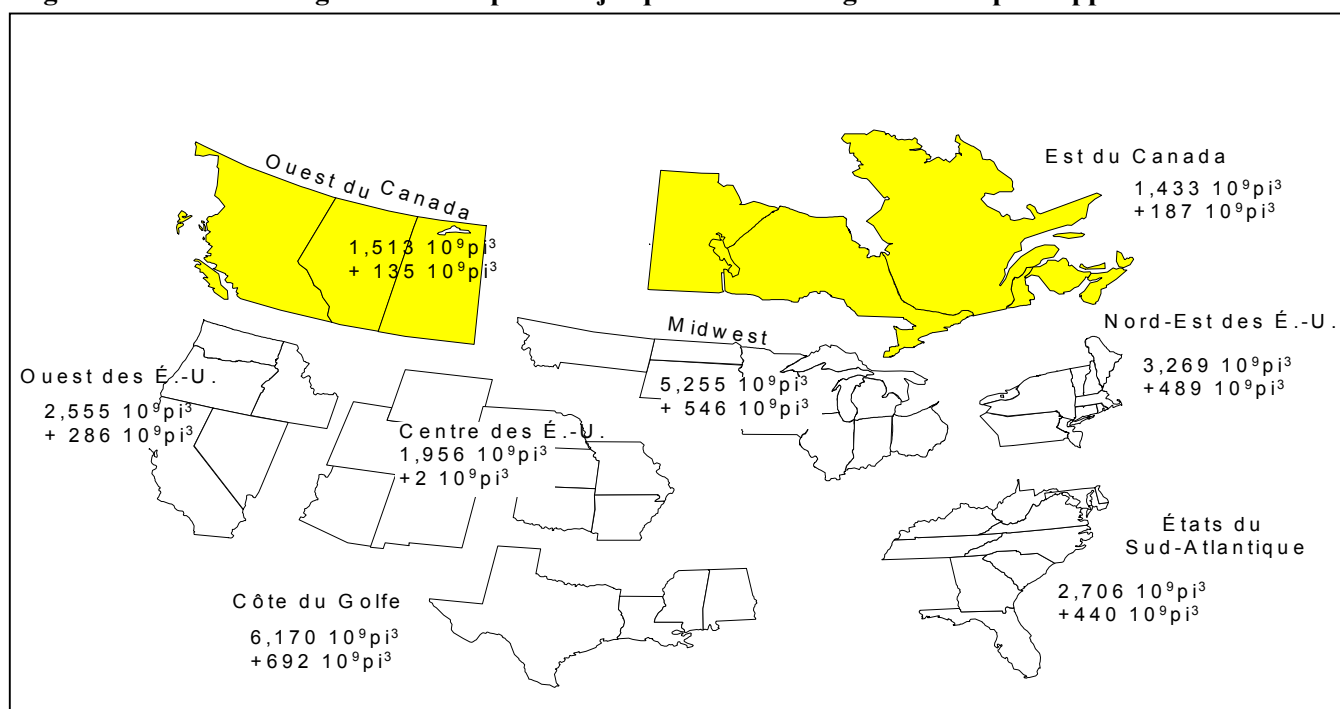
Perspectives

La figure 21 donne un aperçu de la demande régionale en gaz naturel. Les estimations de la demande future ont été calculées en fonction de diverses prévisions d'experts et de la croissance de la demande passée dans chaque région. Pour plus de détails sur les prévisions par région touchant la demande en gaz, voir

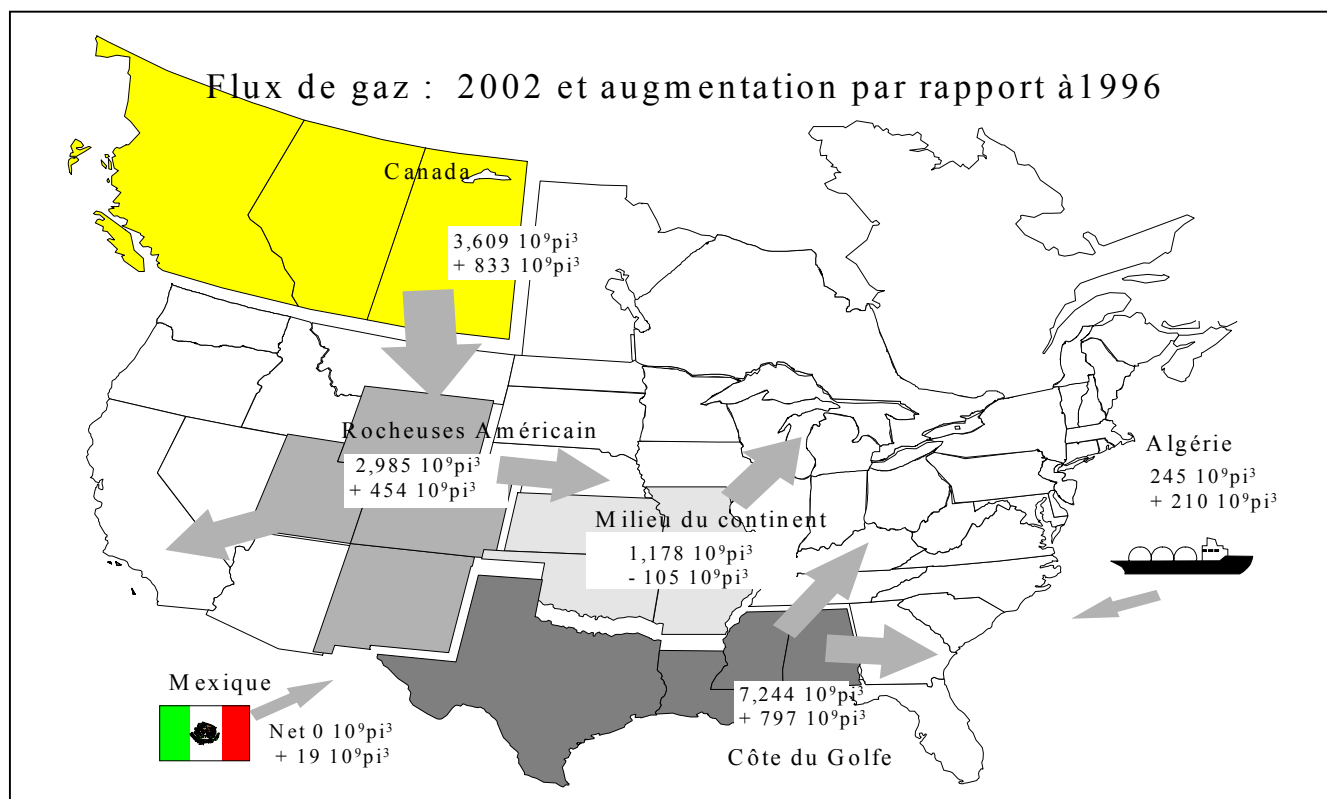
l'annexe.

D'après les tendances de la demande des cinq dernières années, la majeure partie de la croissance de la demande nord-américaine en gaz naturel devrait être enregistrée dans l'Est et dans le Sud des États-Unis (côte du Golfe, Midwest, Nord-Est et Sud-Atlantique).

Figure 21 : Demande régionale – Perspectives jusqu'en 2002 et augmentation par rapport à 1996



Perspectives jusqu'en 2002 Capacités des gazoducs et flux de gaz



Les perspectives de changement dans les flux de gaz d'une région à l'autre dépendent de trois éléments : i) les capacités des gazoducs, ii) les perspectives de production de gaz par région et iii) les perspectives de demande en gaz naturel par région. Le graphique ci-dessus illustre notre estimation des variations de flux de gaz d'ici l'an 2002. Le tableau 8 indique comment nous avons établi ces variations.

La production en 2002 a été estimée par région (voir page 19), tout comme la demande par région (voir page 23 et en annexe). Les flux de gaz sortants de chaque région de production ont été calculés comme étant la

différence entre la production régionale et la demande intérieure.

Côte du Golfe

Le principal facteur influant sur les flux de gaz de la côte du Golfe est peut-être l'existence d'une capacité de gazoduc sortant excédentaire pendant la majeure partie de l'année. La côte du Golfe produisait à une époque près de 17 000 10⁹pi³ par année. Avec le fléchissement de la production (actuellement inférieure à 12 000 10⁹pi³/année), la région dispose d'une capacité de gazoduc excédentaire vers le Midwest et d'autres marchés. Par conséquent, le besoin de construire de nouveaux gazoducs pour permettre une plus grande production est

moins pressant que dans d'autres régions de production.

Comme l'indique le tableau 8, nous prévoyons que la production du Golfe augmentera à 13 414 10⁹pi³, tandis que la demande augmentera à 6 170 10⁹pi³. Les flux nets sortants de la région de la côte du Golfe augmenteront donc, passant de 6 447 10⁹pi³ en 1996 à 7 244 10⁹pi³ en 2002, c.-à-d. une hausse de 797 10⁹pi³.

Une grande part de ce flux sortant accru devrait être absorbée par les États du Sud-Atlantique voisins (du Maryland à la Floride). Ces cinq dernières années, la demande des États du Sud-Atlantique a crû de

Tableau 8 : Flux de gaz naturel en Amérique du Nord

	Production 2002 (10 ⁹ pi ³)	Demande 2002 (10 ⁹ pi ³)	Export. nettes 2002 (10 ⁹ pi ³)	Export. nettes 1996 (10 ⁹ pi ³)	Différence (10 ⁹ pi ³)	Variation en %
Côte du Golfe	13 414	6 170	7 244	6 447	797	12,4
Milieu du continent	2 376	1 198	1 178	1 283	-105	-8,2
Rocheuses américaines	3 506	521	2 985	2 531	454	17,9
Canada	6 555	2 945	3 610	2 777	833	30,0

471 10⁹pi³, soit 5 % par année. Une croissance soutenue à un taux plus bas de 3 % par année entraînerait une demande supplémentaire de 440 10⁹pi³ dans la région d'ici 2002. Une capacité de gazoducs supplémentaires de la côte du Golfe aux États du Sud-Atlantique sera nécessaire, comme le projet de 245 10⁶ pi³/j de la « Sunbelt Expansion » de Transco (de la côte du Golfe aux États du Sud-Atlantique) récemment approuvé par le FERC, et devant entrer en service en novembre 1997.

Des flux de gaz supplémentaires d'environ 350 10⁹pi³ provenant de la côte du Golfe pourraient viser les marchés de gaz naturel du Midwest ou du Nord-Est.

Rocheuses américaines

Une plus grande production et de plus grandes exportations nettes des Rocheuses américaines sont également prévues, comme l'indique le tableau 8. Le flux supplémentaire de 454 10⁹pi³ provenant des Rocheuses américaines sera absorbé dans l'Ouest des États-Unis, dans le Midwest et dans le Nord-Est des États-Unis.

La croissance de la demande en gaz naturel dans l'Ouest des États-Unis a été négligeable au

cours des cinq dernières années. Ainsi, certaines portions des gazoducs Transwestern et El Paso dans le Nouveau-Mexique, initialement construits pour acheminer le gaz vers l'Ouest sur le marché de la Californie, ont été utilisées pour transporter le gaz vers l'Est jusqu'à la côte du Golfe, puis vers d'autres marchés accessibles à partir de cette région (la direction du flux est illustrée à la figure 22).

Plusieurs expansions de gazoducs sont prévues pour accroître les flux vers l'Est depuis les Rocheuses. El Paso a reçu l'autorisation du FERC pour son projet de gazoduc latéral Hasavu (voir figure 22), qui accroîtrait la capacité San Juan-Texas de 180 10⁶pi³/j

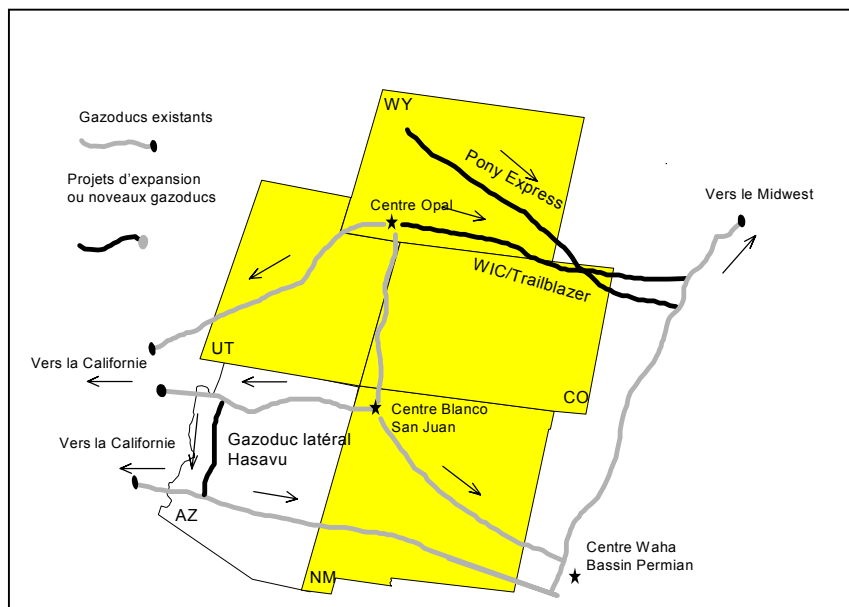
pour le deuxième trimestre de 1997.

KN Interstate s'attend à recevoir l'autorisation du FERC sous peu pour son projet « Pony Express », la conversion d'un oléoduc existant de 255 10⁶pi³/j du Wyoming au Midwest.

Le FERC a également accordé une autorisation préliminaire pour les expansions de gazoduc de Wyoming Interstate et Trailblazer qui augmenterait les capacités de l'Ouest des États-Unis au Midwest de 105 à 193 10⁶pi³/j.

D'autres projets ont également été présentés. Dans l'ensemble, tous les projets des Rocheuses réunis représentent 229 10⁹pi³

Figure 22 : Projets d'expansion de gazoducs dans les Rocheuses



supplémentaires par année de capacité de gazoduc de sortie. Les besoins en capacité seront cependant plus élevés si les prévisions de production et d'exportations nettes doivent se réaliser. En gros, les perspectives pour les Rocheuses dépendent grandement de la construction de gazoducs.

Canada

Nos prévisions d'exportations canadiennes ont été utilisées pour calculer les flux de gaz entre le Canada et les États-Unis. Nous estimons que pendant la période 1996-2002, les exportations de gaz canadien vers l'Ouest des États-Unis augmenteront de $87 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$, que les exportations vers le Midwest augmenteront de $503 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ et que les exportations vers le Nord-Est connaîtront une hausse de $182 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (voir la section sur les perspectives d'exportation, page 32) pour plus de détails).

Comme dans le cas des Rocheuses américaines, les perspectives pour l'Ouest du Canada dépendent grandement de la construction de gazoducs. Certains des projets d'expansion sont illustrés à la figure 23.

Le gaz canadien devrait également être absorbé par toute la croissance de la demande dans l'Est du Canada ($187 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) et dans l'Ouest du Canada ($183 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$).

Voir les pages 33 et 34 pour plus de détails sur les flux de gaz canadien et les capacités des gazoducs.

Conclusions

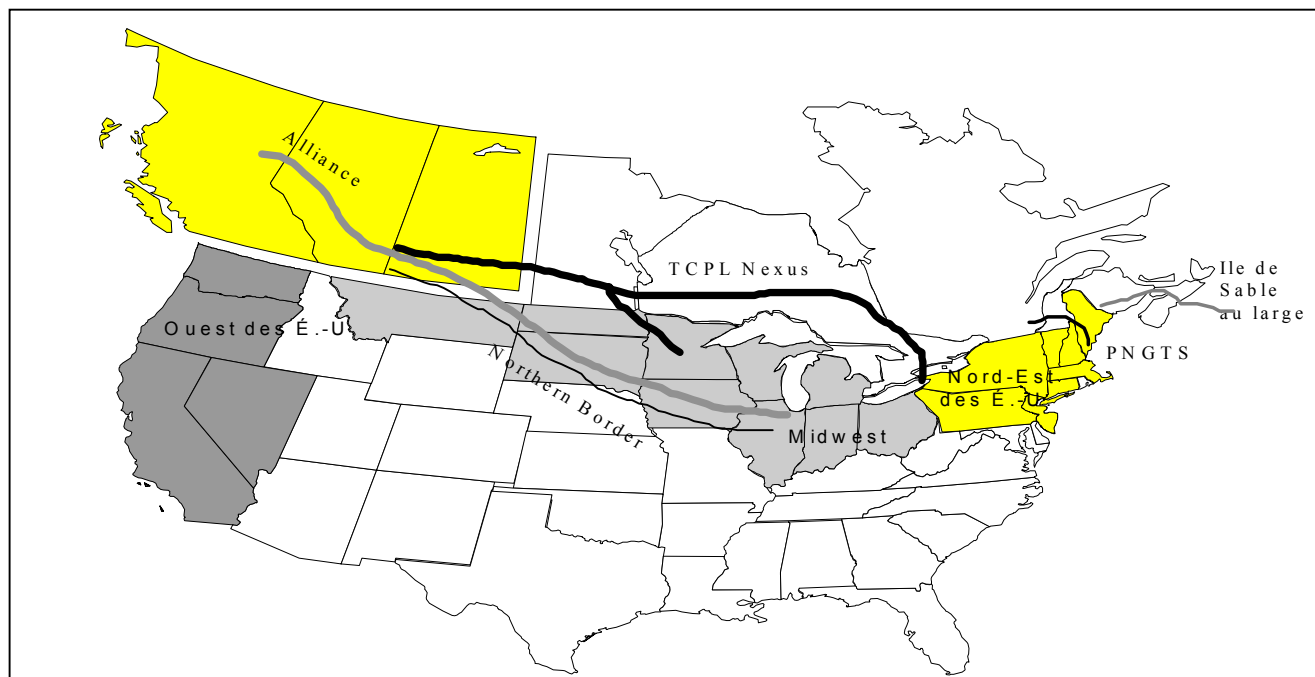
On s'attend à une augmentation de la production et des exportations nettes de la côte du Golfe. Bien qu'une grande part des flux sortants supplémentaires ($440 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{année}$) devrait être absorbée par la croissance du

marché des États du Sud-Atlantique, une partie du flux pourrait viser les marchés du Nord-Est ou du Midwest des États-Unis. La côte du Golfe dispose de capacités de gazoducs excédentaires existantes, mais une accélération des forages et des investissements dans la production sur la côte du Golfe sera nécessaire.

De nombreux prévisionnistes s'attendent également à l'accroissement des flux sortants des Rocheuses américaines et les projets de gazoducs à l'appui de ces flux sortants supplémentaires visent des ventes accrues sur le marché du Midwest des États-Unis.

Enfin, de très importantes expansions de gazoducs d'exportation provenant du Canada visent également les marchés du Nord-Est et du Midwest.

Figure 23 : Projets d'expansion de gazoducs canadiens



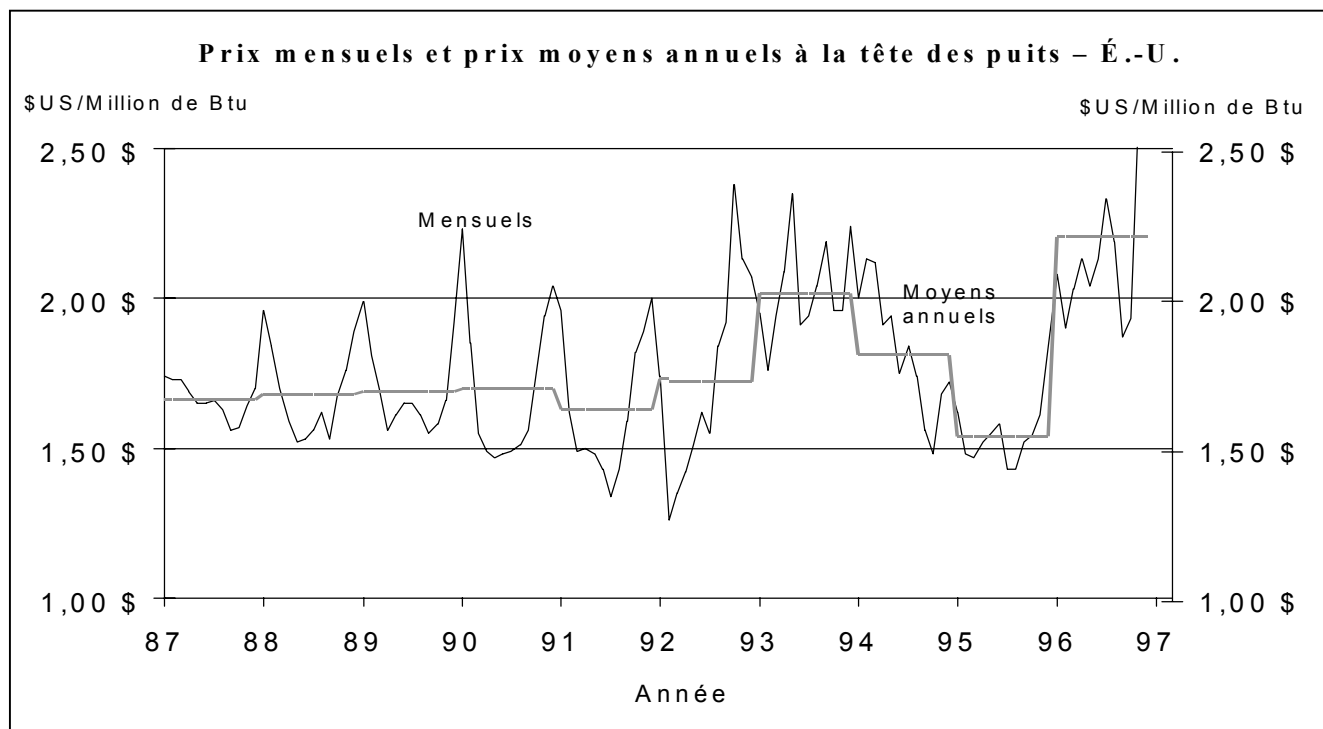
Cependant, la construction de gazoducs sera déterminante pour les fournisseurs destinés à s'accaparer la croissance supplémentaire des marchés du Midwest du Nord-Est. Les producteurs qui signent des contrats de transport à long terme avec de nouveaux gazoducs ou des gazoducs en expansion permettront à ces mêmes gazoducs de prendre de l'expansion, permettant une hausse des ventes. Une fois la construction nécessaire terminée,

les marchés du Midwest et du Nord-Est pourraient ne pas avoir besoin de toute la capacité disponible. Il pourrait en résulter une bataille pour les parts de marché du Midwest du Nord-Est entre les Rocheuses américaines, la côte du Golfe et les producteurs de l'Ouest canadien. L'offre à un prix inférieur pourrait emporter le marché et une certaine part de la capacité des gazoducs resterait inutilisée.

La part de marché serait alors déterminée par le prix du gaz à la consommation. Dès qu'une capacité de gazoducs excédentaire vers une région donnée existe, la part d'approvisionnement de chaque région productrice pour ce marché dépend principalement de la concurrence des prix, le marché étant emporté par les producteurs qui acceptent les prix les plus bas.

Perspectives jusqu'en 2002

Prix



Les prix du gaz, considérés suivant une moyenne annuelle à la tête des puits, ont été extrêmement fluctuants ces dix dernières années. De plus, de très importants écarts des prix du gaz d'un marché à l'autre ont été enregistrés depuis cinq ans.

Prix du gaz aux États-Unis

Le graphique ci-dessus montre les prix du gaz mensuels pour les États-Unis (moyenne à la tête des puits) depuis 1987, de même que la moyenne annuelle de ces prix mensuels.

Mensuellement, les prix du gaz ont été extrêmement fluctuants pendant toute la période 1987-1997.

Considérés suivant leur moyenne annuelle, les prix du gaz ont été relativement plus stables.

Stabilité des prix américains à un bas niveau jusqu'en 1992

De 1987 à 1992, les prix annuels du gaz ont varié sur une échelle étroite, de 1,63 à 1,73 \$US/million de Btu. Cette période a été relativement stable, après la dégringolade des prix en 1986 (la déréglementation de l'achat et de l'établissement des prix à la tête des puits au Canada et aux États-Unis a entraîné une chute des prix à la tête des puits aux États-Unis, qui sont passés de 2,51 \$/million de Btu en 1985 à 1,67 \$ en 1987).

Cette période de stabilité des bas prix était due à l'existence de réserves prouvées et de capacités de production excédentaires qui

s'étaient constituées pendant que la réglementation était encore en vigueur. Au Canada, la réglementation des exportations exigeait d'importantes réserves et, aux États-Unis, cette stabilité était due à une politique de prix incitatifs et aux crédits d'impôt prévus à l'article 29 pour le méthane d'origine houillère et le gaz non classique. Des approvisionnements suffisants avaient été rapidement établis pour satisfaire à la croissance de la demande et empêcher les prix de monter.

Variabilité des prix aux États-Unis, 1993-1997

De 1993 à aujourd'hui, les prix annuels du gaz ont connu une période bien différente, étant beaucoup plus variables. Les prix annuels moyens du gaz

oscillaient entre 1,55 \$ en 1995 à 2,22 \$ en 1996 (soit un écart de 0,67 \$/million de Btu).

On estime généralement que, pendant cette période, la croissance de la demande a dépassé la capacité des régions de production d'établir rapidement un approvisionnement supplémentaire – les réserves et les surplus de capacité de production importants restants de l'époque de la réglementation sont maintenant épuisés. Nous vivons une ère d'équilibre plus serré entre l'offre et la demande.

Étant donné le décalage dans le temps entre une augmentation de la demande et l'aptitude du producteur à accroître sa production, les prix fluctuent à la hausse.

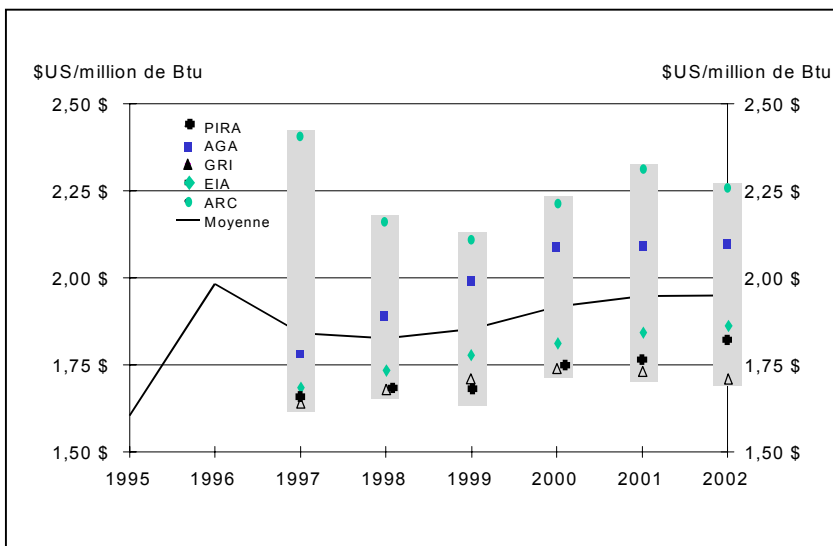
Des fluctuations à la baisse se présentent lorsque la demande chute et que les producteurs hésitent à réduire leur capacité de production et à rationaliser leurs programmes de forage.

Devant cette dynamique d'établissement des prix du gaz, on s'attend à ce que les prix du gaz continuent à fluctuer à la hausse.

Prévision des prix du gaz des États-Unis par les experts

La figure 24 montre diverses prévisions des prix à la tête des puits aux États-Unis, toutes en dollars constants. Bien que ces prévisions soient les plus récentes que nous ayons pu obtenir, elles ont été calculées à différents moments au cours de 1996 et 1997. C'est ce qui explique en grande partie les écarts entre ces prévisions – les récentes fluctuations des prix semblent avoir modifié

Figure 24 : Prévisions des prix du gaz à la tête des puits – É.-U.



immédiatement les attentes à long terme. La moyenne de ces prévisions ne montre aucune croissance des prix du gaz de 1996 à 2002. La fourchette des prix. La fourchette des prix pour 2002 va de 1,70 à 2,25 \$/million Btu.

Étant donné les facteurs de variabilité inhérents au marché du gaz actuel, cette fourchette de prix, si étendue soit-elle, pourrait ne pas représenter la fourchette réelle des prix futurs.

Prix du gaz canadien

Il est important de définir exactement le type de prix du gaz que nous étudions. Il existe deux types de prix du gaz canadien : i) le prix sur le marché canadien (p. ex. : un prix AECO C) et ii) le prix reçu pour le gaz canadien vendu et évalué sur d'autres marchés.

Pour que ces deux types de prix soient comparables, il est nécessaire de soustraire les frais de transport par gazoduc du prix du gaz livré sur les marchés en aval. On obtient ainsi un « prix net à l'exportation depuis l'Alberta » pour les producteurs, prix qui peut ensuite être

comparé au prix du gaz vendu en Alberta.

Environ la moitié des ventes de gaz canadien a lieu dans les régions de production canadienne où leur prix est établi, tandis que le reste des ventes a lieu sur les marchés américains en aval. Étant donné les goulets d'étranglement dans les réseaux de gazoducs, le gaz est refoulé en Alberta et dans les autres régions de production canadiennes. Cela diminue les prix pour toutes les ventes intérieures. C'est pourquoi la majeure partie des ventes de gaz sur les marchés américains entraîne des rentrées nettes plus élevées que les ventes sur nos marchés intérieurs.

La figure 25 montre les prix du gaz canadien par le passé à Empress, Alberta (1987-1992) et AECO C (1993-1997). Les prix du gaz canadien ont été encore plus variables que les prix américains. Suivant la moyenne annuelle, les prix du gaz canadien allaient de 0,83 à 1,78 \$US/million de Btu,

soit un écart de 0,95 \$US/million de Btu.

Stabilité des prix canadiens à un niveau bas jusqu'en 1992

Comme aux États-Unis, la période de bas prix de 1987 à 1992 témoignait principalement de la déréglementation, qui a permis aux acheteurs de négocier directement avec les producteurs de gaz. Les prix sont restés bas pendant cette période étant donné la présence d'amples réserves et (dans une moindre mesure) de la capacité de production restante de l'époque de la réglementation.

Variabilité des prix canadiens, 1993-1997

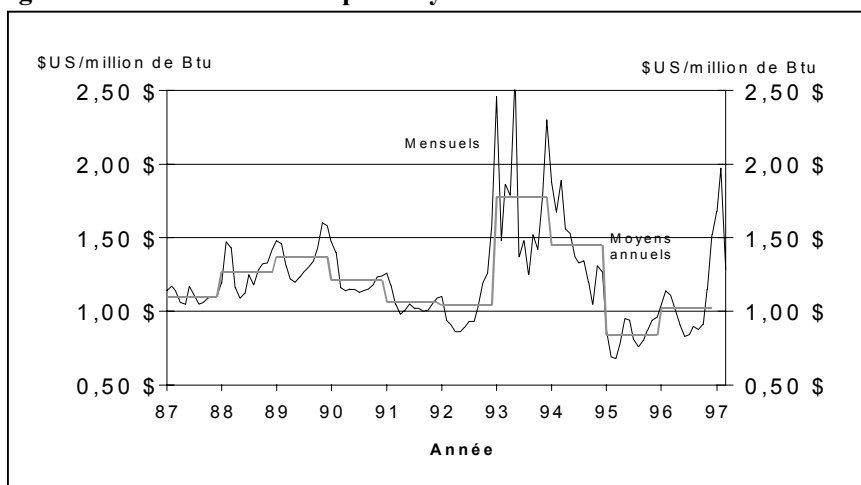
Les prix ont monté en flèche en 1993 en raison de deux facteurs : la hausse des prix américains et les importants ajouts à la capacité des gazoducs à la fin de 1992 et en 1993 (Northern Border, Iroquois, PGT), qui ont brièvement permis à la demande auprès des producteurs canadiens d'égaliser la capacité de production, rétablissant la corrélation entre les marchés albertains et les marchés américains. Pendant une courte période, les prix du gaz canadiens ont suivi les prix américains.

En 1995, une production canadienne suffisante s'était établie pour dépasser encore une fois la demande disponible (la demande locale plus la capacité de gazoduc sortante). Avec la concurrence sur le marché du gaz naturel, les prix canadiens ont chuté jusqu'à environ la moitié des niveaux de 1993.

Prévisions des experts quant aux prix du gaz canadien

La figure 26 montre diverses prévisions de prix canadiens. Il

Figure 25 : Prix mensuels et prix moyens annuels – Canada



Sources : Enerdata, Friedenber

s'agit de prévisions du prix moyen à la sortie de l'usine en Alberta, en dollars canadiens d'origine par million de Btu.

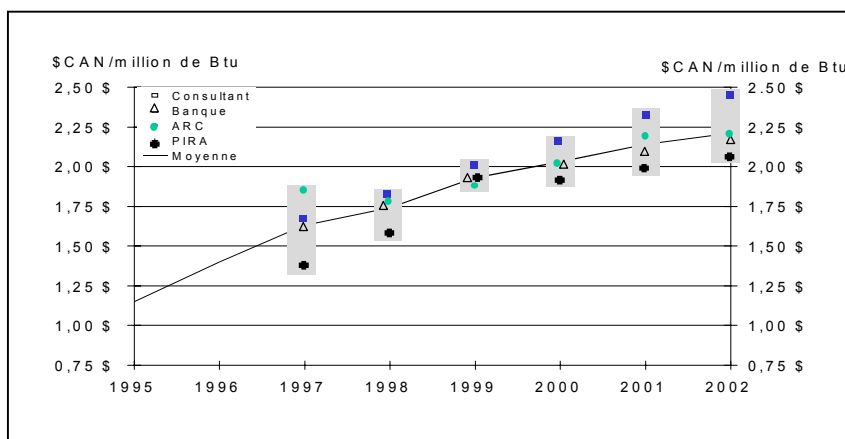
Contrastant avec les prévisions du prix du gaz américain, une croissance réelle des prix du gaz canadien est prévue par la plupart des experts. La principale raison de cette perspective est que les prix du gaz canadien sont déprimés par rapport aux prix sur les marchés américains, étant donné les limitations de capacité des gazoducs sortants. La plupart des prévisionnistes s'attendent à ce que les marchés

du gaz canadien, par l'ajout de capacité de gazoduc, reviennent aux niveaux des prix des marchés américains, dans une certaine mesure. Cela entraînera une hausse des prix canadiens, même si les prix américains restent stables ou fléchissent légèrement.

Conséquences pour les prix régionaux

La côte du Golfe est le fournisseur de gaz dominant sur les marchés nord-américains et, à ce titre, a la plus grande influence sur les prix du gaz en Amérique du Nord. Les prix du gaz dans cette région et sur les

Figure 26 : Prévisions des prix à la sortie de l'usine – Canada



Sources : Dobson Resource Management Ltd, PIRA/

marchés qui ont besoin de son gaz pour leur approvisionnement dominant (États du Sud-Atlantique, Midwest, Nord-Est) sont les plus élevés du continent. Les perspectives globales des prix du gaz nord américains sont donc tributaires des perspectives pour la côte du Golfe.

Ouest des États-Unis

Les prix de l'Ouest des États-Unis sont déterminés par la région des Rocheuses, fournisseur dominant de la région. Or, les prix des Rocheuses ont été bien inférieurs aux prix de la côte du Golfe, jusqu'à leur « reconnexion » en 1996. L'importance relative des réserves dans la région par rapport à la production justifie les prix moyens inférieurs pour les Rocheuses (et par conséquent, pour l'Ouest des États-Unis) par rapport à la côte du Golfe.

Midwest américain

Les prix du Midwest sont déterminés par les prix de la côte du Golfe. À l'heure actuelle, environ $2\,700\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ en moyenne sont transportés jusqu'au Midwest depuis la côte du Golfe. Plusieurs importantes expansions de capacité de gazoducs des Rocheuses et de l'Ouest du Canada vers le Midwest sont prévues. Cependant, l'augmentation du volume total de gaz transporté de ces régions vers le Midwest ne devraient probablement pas réussir à supplanter l'approvisionnement assuré par la côte du Golfe. En général, les prix du Midwest devraient continuer à subir l'effet d'entraînement des marchés de la côte du Golfe.

Nord-Est des États-Unis

Les prix du Nord-Est suivent également ceux de la côte du Golfe. Une augmentation de la capacité d'environ $800\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ du Canada vers le Nord-Est est prévue. Toutefois, cela n'éliminera pas la dépendance du Nord-Est à l'endroit de la côte du Golfe — ce qui devrait maintenir l'influence des prix de la côte du Golfe sur les prix dans la région.

Est du Canada

Étant donné que la majorité de la capacité des gazoducs de l'Ouest du Canada vers l'Est du pays appartient à des intérêts de consommateurs, la majeure partie de l'approvisionnement de l'Est du Canada devrait continuer à être achetée en amont. Les prix de l'Est auront tendance à être égaux aux prix sur le terrain dans l'Ouest du Canada plus le coût réglementé du transport du gaz vers l'Est.

Conclusions

Les perspectives des prix du gaz naturel dans chaque région auront des effets sur les perspectives de rentrées des ventes du gaz pour chaque région.

Dans l'ensemble, les prévisionnistes interrogés s'attendent à une faible croissance des prix américains. Étant donné l'amélioration des liaisons entre les marchés canadiens et américains, les prix canadiens devraient augmenter.

D'après les tendances passées, les variations annuelles et mensuelles des prix devraient rester grandement imprévisibles.

Les ventes de gaz canadiens dans le Midwest et dans le Nord-Est des États-Unis devraient rapporter des rentrées nettes plus élevées que les ventes à la région de l'Ouest des États-Unis. La raison en est que l'on prévoit le maintien de la dépendance entre les prix du Midwest et du Nord-Est des États-Unis et les prix de la côte du Golfe, cette région étant considérée comme un fournisseur à coûts élevés.

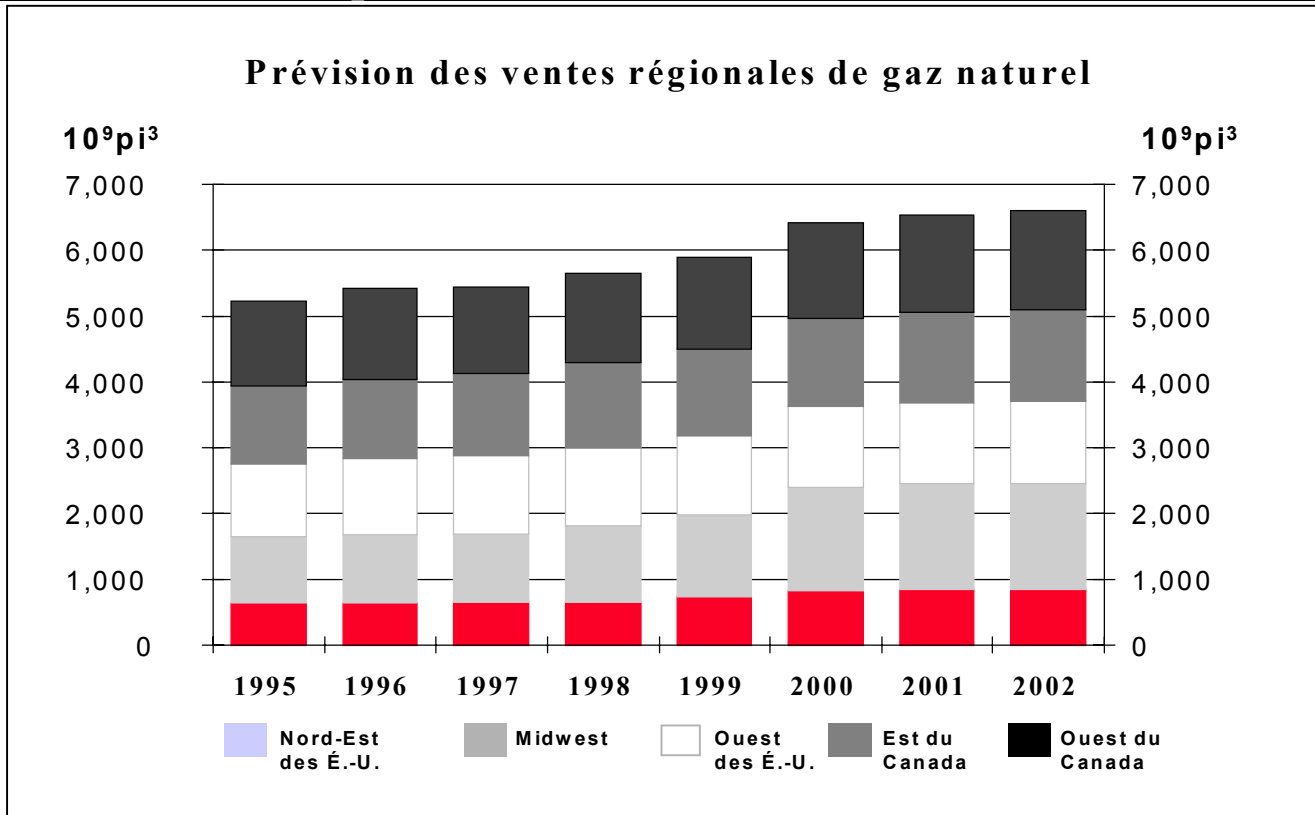
Les prix de l'Ouest des États-Unis devraient subir un effet d'entraînement de leurs fournisseurs dominants, soit les producteurs de San Juan et des Rocheuses américaines. La production des Rocheuses est considérée comme étant celle dont les coûts sont moindres. Toutefois, cette production est limitée périodiquement par la capacité des gazoducs sortants, entraînant de faibles niveaux locaux des prix du gaz.

Les prix pour les ventes aux marchés canadiens devraient rester principalement liés aux prix sur les marchés au comptant locaux de l'Ouest canadien. La plupart des prévisionnistes s'entendent sur une hausse de ces prix vers les niveaux des marchés américains à mesure que de nouveaux gazoducs entreront en service. Cependant, les prix peuvent chuter si le développement de la production dépasse encore une fois la capacité des gazoducs sortants.

De plus, les prix devraient rester inférieurs aux prix américains, étant donné les faibles coûts de la production de gaz naturel canadienne.

Perspectives jusqu'en 2002

Prévisions des exportations canadiennes et des ventes intérieures



Le graphique ci-dessus illustre notre prévision des ventes de gaz canadien sur divers marchés. Nous prévoyons que les ventes canadiennes croîtront de $5,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ à $6,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2002. L'augmentation des ventes sera répartie entre les marchés canadiens et d'exportation. La plus importante augmentation aura lieu en l'an 2000, lorsqu'une importante capacité d'exportation supplémentaire vers le Midwest et les Nord-Est des États-Unis devrait être disponible.

Une augmentation substantielle de la capacité des gazoducs d'exportation a eu lieu depuis cinq ans, capacité supplémentaire qui est aujourd'hui pleinement et efficacement utilisée.

Depuis 1985, la tendance dans l'industrie canadienne a été une augmentation de la production et des ventes correspondant à la capacité de gazoducs disponible. Ainsi, les écarts de prix et de rentrées nettes entre les marchés de consommation dénotent le besoin d'une expansion de la capacité. Voici la situation où se trouve l'industrie aujourd'hui.

Le principal déterminant des ventes de gaz canadien pour les cinq prochaines années sera la disponibilité de la capacité des gazoducs. Les gazoducs reliant les producteurs canadiens aux marchés des États-Unis et de l'Est du Canada ont fonctionné dans presque tous les cas à des facteurs de charge supérieurs à 90 % au cours de 1996.

Notre méthode analytique d'estimation des ventes de gaz canadien sur les marchés d'exportation est principalement basée sur la capacité des gazoducs. Les exploitants de gazoducs nous fournissent les chiffres sur la capacité existante pour chaque marché d'exportation. Nous estimons ensuite les accroissements de capacité pour toute la période 1996-2002, en fonction d'une évaluation des plans d'expansion des exploitants de gazoducs. Nous obtenons ainsi une prévision de la capacité des gazoducs vers chaque région d'exportation, tel qu'indiqué dans le tableau 9.

Les accroissements de capacité peuvent se regrouper en trois

catégories : i) les projets de construction les plus probables, qui ont reçu l'autorisation réglementaire, ii) les projets qui sont ensuite les plus probables, dont l'examen réglementaire est en cours et iii) les projets restants, qui semblent avoir le soutien du marché, mais qui n'ont pas encore été déposés pour autorisation et pour qui il peut exister d'autres projets concurrents.

En général, nous supposons que des ajouts futurs de capacité de gazoduc auront lieu si une demande a été présentée aux autorités chargées de la réglementation (généralement l'Office national de l'énergie ou la *Federal Energy Regulatory Commission*).

Nous calculons ensuite les exportations vers chaque région,

en prenant en considération divers facteurs, dont : les exportations passées et le facteur de charge pour chaque point de passage frontalier de gazoduc ; les perspectives de la demande sur le marché d'exportation pertinent ; les autres bassins d'approvisionnement possibles (autres que canadiens) sur le marché de l'exportation ; les perspectives de production pour ces autres bassins d'approvisionnement ; les prix du gaz naturel ; les écarts de prix entre les bassins d'approvisionnement canadien, le marché d'exportation et les autres bassins d'approvisionnement ; etc.

Notre méthode analytique s'est avérée concluante au cours des sept dernières années pour ce qui est de la prévision des exportations. La plupart des accroissements de capacité des

gazoducs comportent de longs délais et les demandes auprès des autorités compétentes ont été présentées des années avant la construction. Cela nous a permis de prédire les capacités et, par conséquent, les exportations.

Règle générale, nos prévisions des exportations ont toutefois été légèrement inférieures au niveau réel. Deux raisons expliquent cet écart : certaines expansions des gazoducs ont eu lieu à bref délai de préavis et nous ne les avons pas prévues et certaines capacités de gazoduc existantes étaient utilisées à des facteurs de charge plus élevés que ceux que nous avons prévus.

Pour les gazoducs desservant le marché canadien, l'intervalle entre une demande auprès des autorités et la construction de la capacité n'est pas aussi long que

Tableau 9 : Estimation de la capacité des gazoducs (10⁶ pi³/j)

	1996		1997		1998		1999		2000-2002	
	Capacité de fin d'année	Augmentation	Capacité de fin d'année	Augmentation	Capacité de fin d'année	Augmentation	Capacité de fin d'année	Augmentation	Capacité de fin d'année	
Huntingdon/Westcoast :										
Gazoduc Northwest	1 045		1 045		1 045		1 045		1 045	
Utilisateurs particuliers	380		380		380		380		380	
Kingsgate	2 518		2 518		2 518		2 518		2 518	
Total – Ouest des É.-U.	3 943		3 943		3 943		3 943		3 943	
Monchy	1 500		1 500	690	2 190		2 190		2 190	
Emerson	1 139	39	1 178		1 178		1 178		1 178	
Nouveau(x) projet(s)						1 200	1 200		1 200	
Divers	230		230		230		230		230	
Total – Midwest des É.-U.	2 869	39	2 908	690	3 598	1 200	4 798		4 798	
Iroquois	818	25	843		843		843		843	
Niagara Falls	827	39	866		866		866		866	
St. Stephen (Île de Sable) †						478	478		478	
E. Hereford (PNGTS)				152	152	58	210		210	
Divers	233	48	244		244		244		244	
Total – Nord-Est des É.-U.	1 878	112	1 990	152	2 142	536	2 678		2 678	
Capacité totale (exportation)	8 690	151	8 841	842	9 683	1 736	11 419		11 419	

Notes : La capacité de fin d'année en millions de pi³/j correspond aux volumes quotidiens contractuels approximatifs pouvant être livrés le dernier jour de l'année. L'augmentation annuelle de la capacité se termine généralement au début de l'année contractuelle du gaz (1^{er} novembre). Cela exclut le service d'hiver garanti et le service sur courte distance jusqu'à la frontière internationale.

†- Des projets concurrents ont été proposés. Une partie de la capacité totale indiquée sera utilisée sur les marchés intérieurs.

pour les gazoducs d'exportation. De plus, les approvisionnements canadiens ont généralement accaparé presque tout le marché canadien. C'est pourquoi nous n'avons pas tenté de prévoir la capacité des gazoducs des régions productrices canadiennes vers les marchés canadiens. Nous avons plutôt supposé que les ventes de gaz canadiens sur les marchés canadiens seraient égales à la demande canadienne prévue. Nous utilisons une moyenne de deux prévisions d'experts pour nos perspectives de la demande canadienne (voir page 24 et l'annexe pour plus de détails).

Ajouts de capacité

Pour 1997, 118 $10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ de

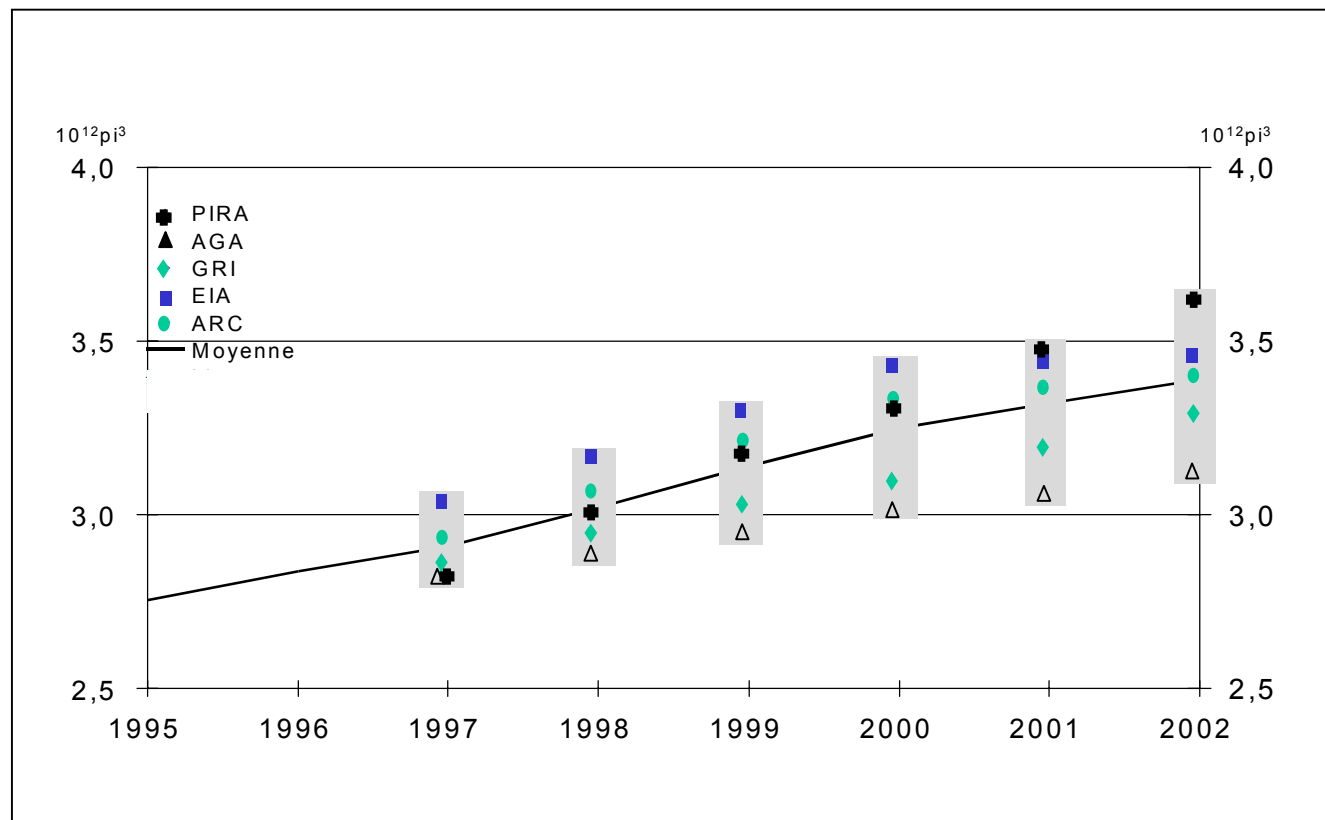
Tableau 10 : Prévision des volumes des principaux points d'exportation et marchés régionaux (10^9pi^3)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
- Huntingdon	368	369	374	380	385	390	395
- Kingsgate	795	809	818	827	836	846	855
Total Ouest É.-U.	1 163	1 178	1 192	1 207	1 221	1 236	1 250
- Monchy	548	548	568	687	687	687	695
- Emerson	421	430	421	396	396	396	396
- Nouveau(x) projet(s)	0	0	0	61	350	377	381
- Autres	63	63	63	63	63	63	63
Total Midwest	1 032	1 041	1 052	1 207	1 496	1 523	1 535
- Niagara	269	281	278	281	275	284	284
- Iroquois	283	289	289	289	283	283	286
- PNGTS	0	0	8	65	67	68	69
- Ile de Sable	0	0	0	22	95	99	102
Total Nord-Est É.-U.	642	668	660	741	800	816	824
Exportations totales	2 837	2 887	2 904	3 155	3 518	3 574	3 609
Est du Canada	1 203	1 266	1 294	1 327	1 387	1 411	1 433
Ouest du Canada	1 378	1 303	1 349	1 395	1 441	1 477	1 513
Production totale Canada	5 401	5 457	5 547	5 877	6 345	6 462	6 555

capacité pour desservir les marchés intérieurs devraient être ajoutés par TCPL. Pour toute la période de prévision, nous estimons que les constructions supplémentaires permettront à la demande canadienne d'être satisfaite par la production canadienne.

Foothills/Northern Border se prépare à ajouter 690 $10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ de nouvelle capacité en 1998 pour desservir le Midwest, tandis que Portland NGTS devrait ajouter une capacité de 210 $10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ pour le Nord-Est des États-Unis d'ici 1999. Les prévisions des ventes

Figure 27 : Prévisions des exportations de gaz canadiennes



envisagent également que d'ici 1999 une capacité supplémentaire de $1\,210\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ desservira le Midwest. À l'heure actuelle, TPCL (le projet Nexus) et le groupe Alliance Pipeline préparent des projets pour desservir ce marché.

De plus, dans nos prévisions des ventes, nous avons prévu que le gaz de l'île de Sable sera distribué dans le Nord-Est des États-Unis en 1999.

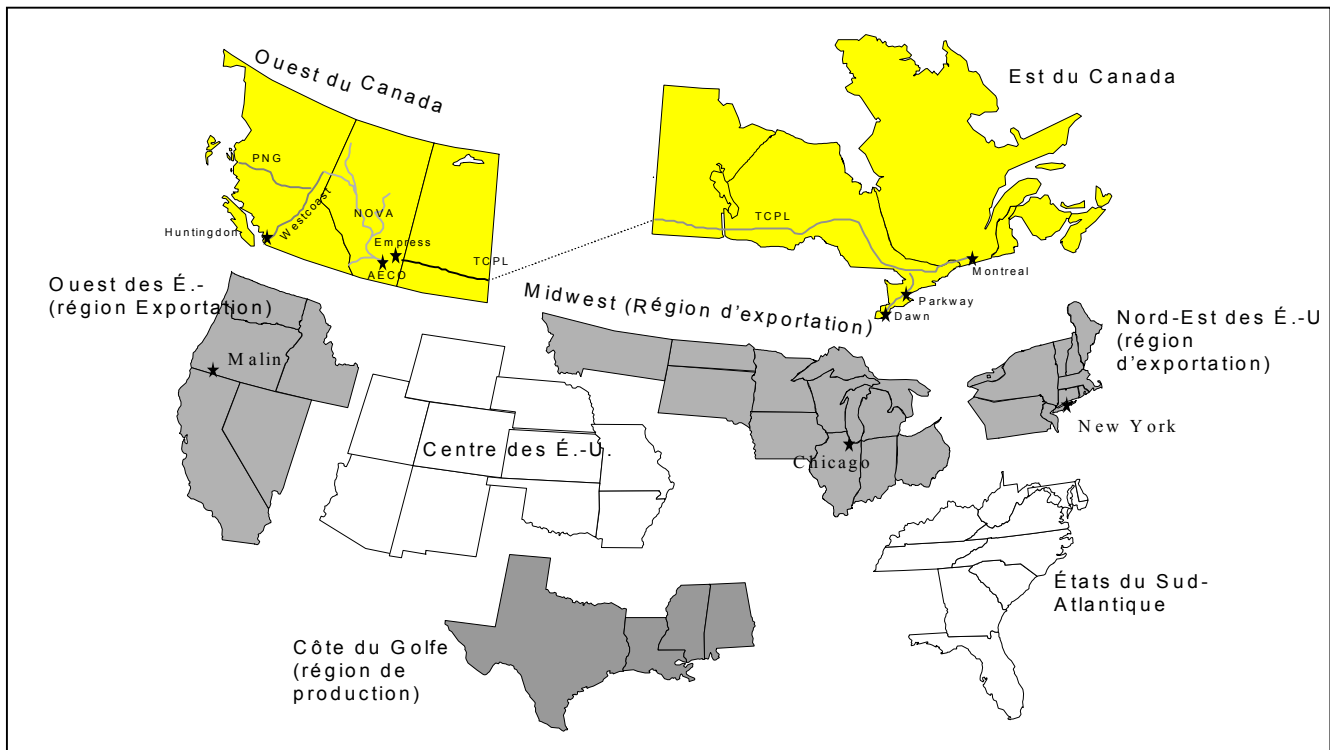
Nos hypothèses sur la capacité des gazoducs d'exportation sont

indiquées dans le tableau 9. Avec nos hypothèses sur les facteurs de charge d'exportation, ce tableau est utilisé pour générer nos prévisions d'exportation, dans le tableau 10. Nous prévoyons que les exportations totales de gaz naturel vers les États-Unis atteindront $3,6\,10^{12}\text{pi}^3$ d'ici l'an 2002. Avec les volumes de ventes intérieures, la production canadienne totale devrait atteindre $6,6\,10^{12}\text{pi}^3$ d'ici 2002.

Nos prévisions des exportations sont comparables à celles

d'autres organismes. Un échantillonnage de ces prévisions est illustré à la figure 27. La moyenne de ces prévisions s'établit à $3,4\,10^{12}\text{pi}^3$ d'exportations canadiennes vers les États-Unis en 2002. Notre prévision des exportations se trouve dans la partie supérieure de la fourchette. Ce n'est pas surprenant, étant donné que bon nombre des prévisions d'experts ont été préparées il y a quelque temps et peuvent ne pas avoir pu tenir compte des nouveaux projets d'expansion de gazoducs d'exportation.

Annexe A : Analyse des marchés régionaux



Cette année, nous avons évalué six marchés régionaux du gaz naturel : les trois marchés d'exportation américains (Ouest, Midwest, Nord-Est) que nous analysons traditionnellement, de même que l'Ouest et l'Est du Canada, ainsi que la côte américaine du Golfe du Mexique.

La décision d'inclure les marchés du gaz canadiens dans cette publication résulte de la fusion de notre *Revue du gaz naturel au Canada* (qui traitait des marchés intérieurs) et du rapport intitulé *Exportations de gaz naturel canadien* (qui traitait des marchés d'exportation).

L'inclusion de la côte du Golfe vient souligner qu'il s'agit du plus important marché gazier régional distinct en Amérique du Nord (consommation totale de $5\,560\,10^9\text{pi}^3$ en 1996 – 25 % de la demande américaine) et du marché qui détermine les prix du gaz pour les marchés du Midwest et du Nord-Est des États-Unis.

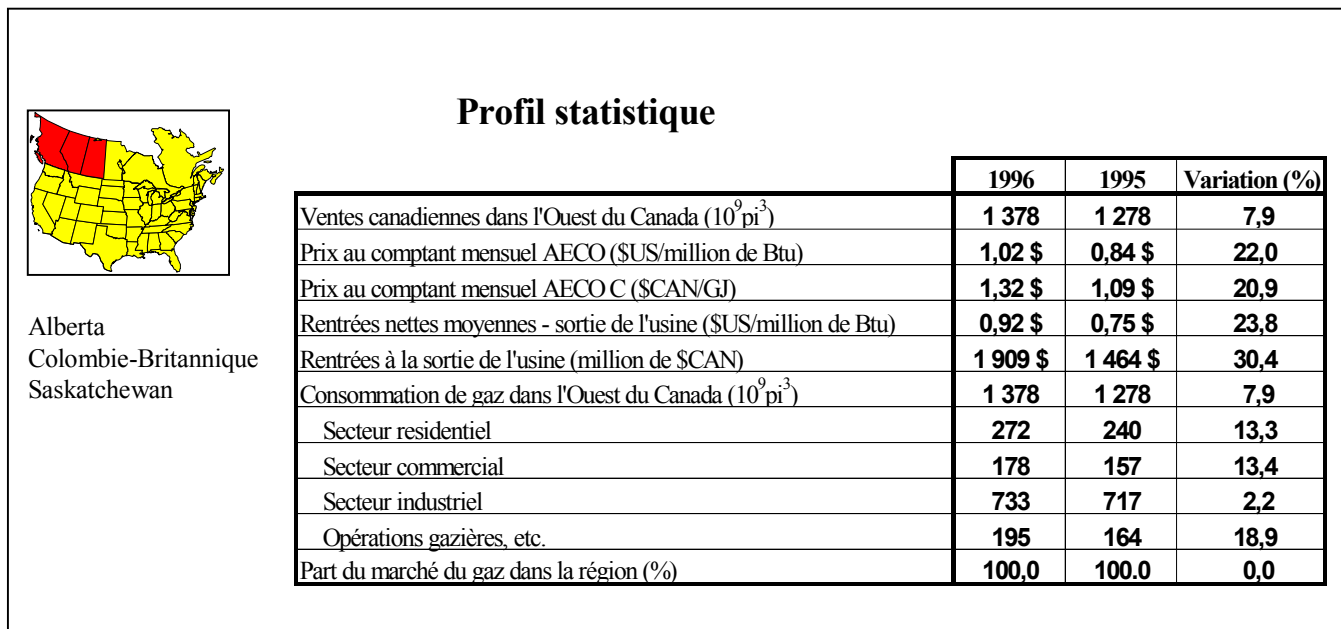
Une revue de deux pages et les perspectives relatives à l'offre et à la demande, ainsi que d'autres statistiques sont fournies pour chaque marché régional.

Statistiques sur le gaz canadien

Les statistiques du marché du gaz canadien ne sont pas exactement comparables à celles que nous présentons pour les trois marchés d'exportation américains. Au Canada, la consommation du producteur est exclue des statistiques sur l'offre et la demande. L'offre de gaz de qualité « gazoduc » et la demande sont exprimées en chiffres dont sont soustraits les volumes utilisés en amont par le producteur ; c'est ce qu'on appelle le « gaz commercialisable ». L'équivalent américain approximatif, « gaz sec », englobe cette consommation du producteur.

Statistique Canada, la source des données sur la demande gazière au Canada, inclut le gaz utilisé dans la production d'électricité dans le secteur industriel. Les « pertes systémiques » définies dans les profils statistiques qui suivent comprennent la propre utilisation des services publics, les pertes de transport dans le gazoduc (carburant compris), le gaz non comptabilisé, etc.

Tableau A-1 : Ouest du Canada



Revue de 1996

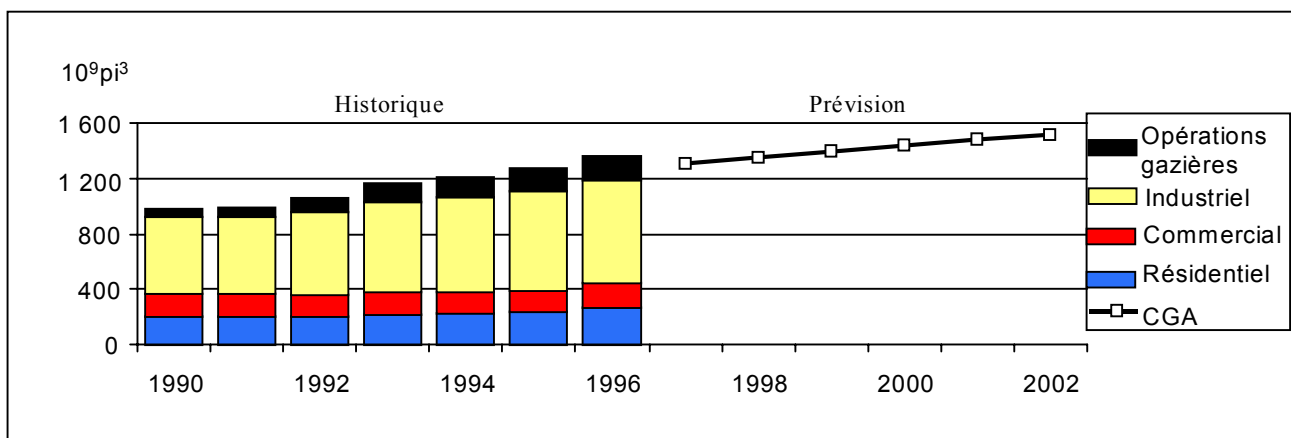
Les ventes de gaz naturel dans l'Ouest du Canada ont été très fortes en 1996, augmentant de 8 %, tel qu'indiqué dans le tableau ci-dessus. L'Alberta représentait 61 % de la demande, la Colombie-Britannique, 21 % et la Saskatchewan, 18 %. L'Ouest du Canada est le plus important marché pour les ventes de gaz canadiens. Étant donné la hausse des volumes et des prix, les rentrées des ventes sur ce marché ont augmenté de 30 % pour 1996.

Les secteurs résidentiel et commercial ont assuré la majeure part (65 %) de la hausse de la demande. La demande résidentielle et commerciale a augmenté dans les trois provinces. Le haut taux de croissance (13 %) résultait de températures très froides en 1996 et, dans une moindre mesure, de la croissance de la clientèle associée à la croissance de la population.

Le secteur industriel a dominé la demande de gaz, comme le montre la figure A-1 ci-dessous. La croissance de la demande industrielle a été inférieure (2,2 %) et diffère considérablement d'une province à l'autre. L'Alberta a enregistré le plus haut taux de croissance de demande de gaz industriel, avec une hausse de 6,6 %, tandis que la demande de gaz industriel est resté stable en Saskatchewan et a chuté de 10 % en Colombie-Britannique.

La force de la croissance de la demande de gaz dans le secteur industriel en Alberta découle d'une croissance économique plus forte (3,2 %) dans cette province, de même qu'une composition différente du secteur industriel. L'Alberta est dominée par la pétrochimie et le raffinage, tandis que la Colombie-Britannique est dominée par les pâtes et papiers. Le recul marqué des ventes industrielles en Colombie-Britannique révèle

Figure A-1 : Consommation de gaz dans l'Ouest du Canada



Sources : Statistique Canada, CGA

une utilisation limitée par BC Hydro de ses usines de production d'électricité alimentées au gaz à Burrard, étant donné une importante amélioration des conditions géographiques sur la Côte Ouest en 1996. Les ventes industrielles en Colombie-Britannique ont également été réduites par les fermetures temporaires dans l'industrie des pâtes et papiers, en raison de l'important fléchissement des prix des pâtes et papiers en 1996.

Prix du gaz de l'Ouest Canadien

Les prix moyens payés par les consommateurs de l'Ouest canadien pour le gaz naturel sont difficiles à calculer, car de nombreuses ventes confidentielles ne sont pas comprises dans les statistiques publiées par les organismes de réglementation.

Pour fins de discussion, le tableau A-1 indique les rentrées nettes d'un mois de ventes au comptant AECO C en Alberta.

Pour calculer les rentrées nettes des producteurs à la sortie de l'usine à partir des prix AECO, nous en avons soustrait les frais de transport par gazoduc applicables, en supposant des facteurs de charge de 100 %. Les rentrées ont ensuite été calculées à partir de ces rentrées nettes.

Perspectives

La figure A-1 illustre les perspectives de demande de gaz de l'Ouest canadien prévues par l'Association canadienne du gaz (CGA). Pour la période 1997-2002, la CGA prévoit un taux de croissance annuel moyen de 1,6 %, comparativement au taux de croissance moyen annuel de 6,9 % des cinq dernières années. Les ventes dans l'Ouest canadien devraient augmenter au total de $135 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ pour les cinq prochaines années. L'offre de l'Ouest du Canada devrait s'accaparer toute cette croissance (Nota : les prévisions de la CGA supposent une demande de gaz dans l'Ouest Canadien de $1\,255 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 1996 [la demande réelle a été de $1\,378 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$]. En fonction de ce chiffre inférieur pour 1996, le taux de croissance annuel de 1996 à 2002 serait de 3,2 %).

La CGA prévoit un taux de croissance moyen annuel pour le secteur industriel de 4,3 %. La majeure partie de cette croissance sera enregistrée en Alberta.

La croissance des ventes industrielles en Alberta résultera de la mise en place d'importantes nouvelles usines sur le terrain et usines d'exploitation des sables

bitumineux, de nouvelles productions d'électricité et de l'expansion dans le secteur pétrochimique.

L'expansion dans ce dernier secteur (éthylène, polyéthylène) est prévue pour les usines de l'Alberta à Fort Saskatchewan, Joffre, Prentiss et Edmonton.

La force d'entraînement du secteur industriel de la Colombie-Britannique sera la production d'électricité, car d'importants projets de cogénération sont prévus pour la période de prévision. Ces projets représentent la majeure partie de l'augmentation de la demande de gaz dans le secteur industriel prévue en Colombie-Britannique pour la période de 1996 à 2002.

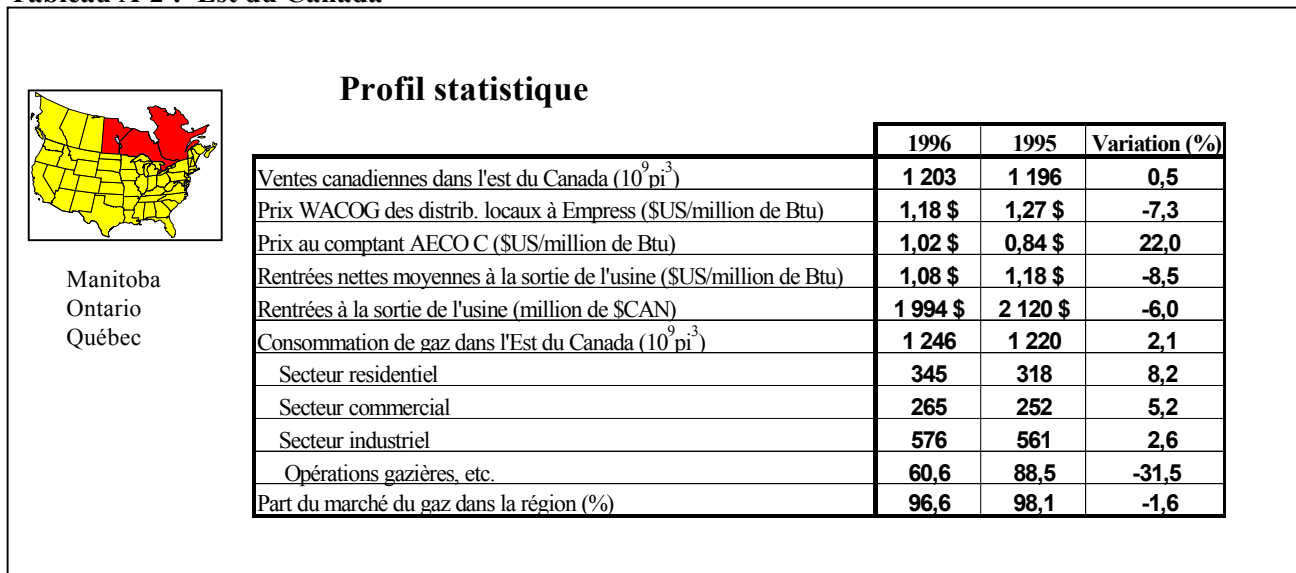
En Saskatchewan, une croissance de la demande industrielle d'environ $20 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ est prévue. La majeure partie de cette augmentation découlera de l'expansion de la récupération améliorée des hydrocarbures. De nouvelles ventes devraient satisfaire les exigences en électricité supplémentaire nécessaires pour répondre aux demandes de pointe plus élevées pour la province.

Une nouvelle demande dans les secteurs commercial et résidentiel de l'Ouest du Canada devrait être enregistrée principalement en Colombie-Britannique, avec un taux de croissance annuel de 2,0 à 2,5 % pour la période. Cet accroissement est dû à la migration de la population et à l'expansion soutenue de la clientèle sur l'île de Vancouver. En Alberta et en Saskatchewan, la demande résidentielle devrait augmenter faiblement pendant la période, les améliorations d'efficacité compensant l'accroissement du nombre de clients.

Étant donné la « mise à niveau » attendue des marchés du gaz de l'Ouest Canadien avec les marchés américains (en raison de l'expansion de la capacité des gazoducs), les prix du gaz dans l'Ouest du Canada devraient augmenter substantiellement pendant la période de prévision. Comme nous l'indiquions dans la section sur les prix (page 28), les prix annuels moyens du gaz de l'Ouest du Canada devraient augmenter jusqu'à 2,12 \$ CAN/million de Btu en 2002.

L'augmentation des prix (si elle se concrétise) et celle des volumes auront un effet à la hausse pour les rentrées des producteurs à la sortie de l'usine.

Tableau A-2 : Est du Canada



Revue de 1996

Les ventes de gaz canadien sur les marchés de l'Est du pays sont restées stables par rapport à 1995, malgré une hausse de 2 % ($26 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) de la demande de gaz dans l'Est. La majeure partie de cette demande supplémentaire a été satisfaite par une augmentation des importations de gaz américain.

L'Ontario représentait 74 % de la demande, le Québec, 18 % et le Manitoba, 8 %. L'Est du Canada est le deuxième marché en importance pour le gaz canadien et a connu une croissance constante depuis 1990, comme l'indique la figure A-2. Le secteur industriel a environ la même taille que les secteurs résidentiel et commercial combinés.

Les producteurs de l'Ouest du Canada s'accaparent presque tout ce marché. Un faible volume est produit en Ontario (environ $16 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ /année) et une petite quantité est importée des États-Unis (environ $50 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ /année).

En 1996, les secteurs résidentiel et commercial représentaient l'essentiel de l'augmentation de la demande (73 %).

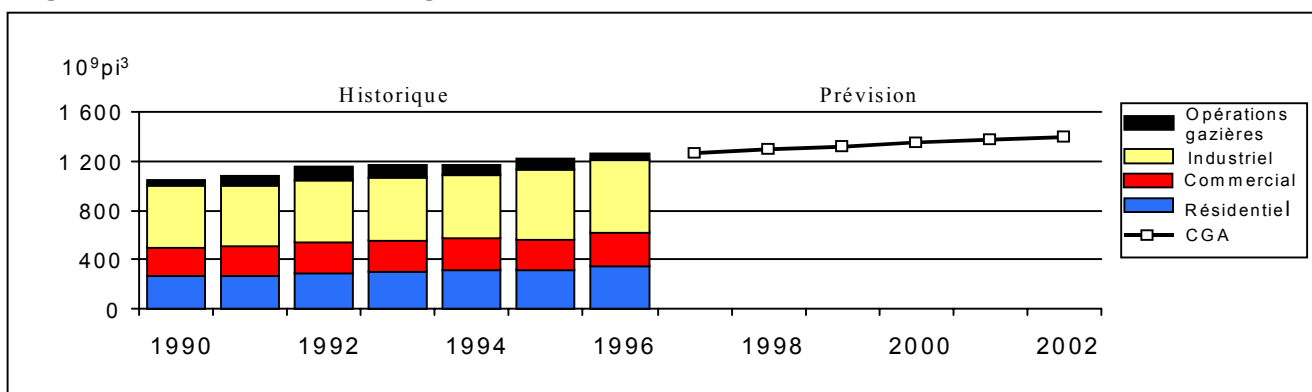
Prix du gaz dans l'Est du Canada

Nous ne disposons pas de données aussi détaillées sur les ventes de gaz intérieures que sur les ventes à l'exportation. Les prix payés pour le gaz canadien sur les marchés de l'Est du pays sont également difficiles à quantifier étant donné les pratiques d'achat complexes de ces marchés.

Avant tout, il convient de souligner qu'il n'existe aucun important marché de gaz au comptant dans l'Est du Canada en soi, où d'importants volumes de gaz seraient échangés. Parkway et Dawn, les principaux marchés de gaz au comptant dans l'Est du Canada, négocient habituellement moins de $100 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ à eux deux.

La majeure partie du gaz destiné aux consommateurs

Figure A-2 : Consommation de gaz dans l'Est du Canada



de l'Est du Canada est vendu à Empress, Alberta, à la frontière Alberta-Saskatchewan (voir la carte en annexe), puis transporté par le consommateur vers l'Est du Canada via les gazoducs de TCPL.

Achats-ventes

La plupart des achats de gaz pour l'Est du Canada se font par l'intermédiaire des distributeurs locaux de l'Est du pays. Dans une transaction d'« achat-vente », le premier achat de gaz est un « achat direct » entre un utilisateur final acheteur et (généralement) un vendeur de l'Alberta. Ce gaz est ensuite revendu au distributeur local de l'Est du Canada *en Alberta* et transporté jusque dans l'Est du pays, puis revendu encore par le distributeur local dans ce qui est appelé un « achat-vente ». Ainsi, le distributeur local reste responsable de la capacité de gazoduc d'Ouest en Est au Canada.

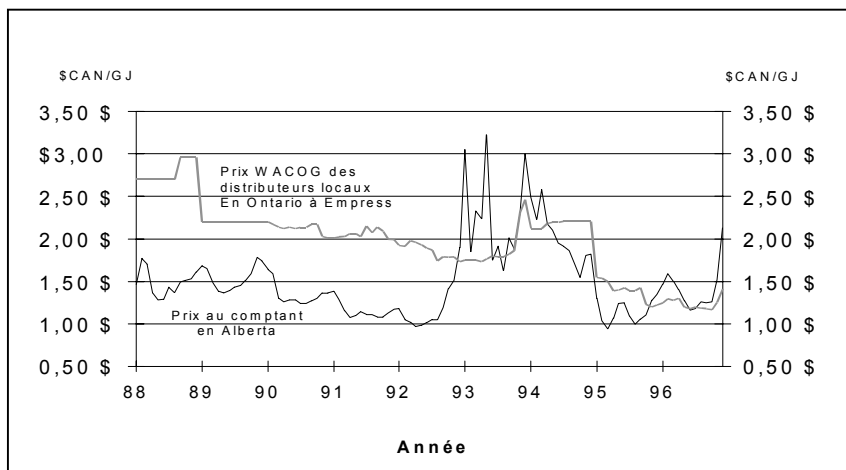
Coût moyen pondéré du gaz pour le distributeur local

Le prix payé par les distributeurs locaux pour l'achat-vente de gaz n'est pas égal au prix payé initialement aux producteurs. Le prix payé par les distributeurs locaux est plutôt basé sur le coût moyen pondéré du gaz (WACOG), soit le prix moyen de tout le gaz acheté par le distributeur local.

Outre les transactions « achat-vente », les distributeurs locaux achètent ce qu'on appelle le « gaz réseau » des producteurs. Ce gaz réseau est acheté par le distributeur local, et revendu aux utilisateurs finals dans le territoire du distributeur local. Par le passé, ces contrats « réseaux » ont habituellement été à long terme (plus d'un mois), les prix étant fixés pour un an ou indexés. Les prix payés en vertu de ces contrats étaient considérablement plus élevés que les prix mensuels au comptant en Alberta, tel qu'illustré à la figure A-3. Ces prix contractuels ont entraîné une hausse considérable du WACOG des distributeurs locaux par rapport aux prix au comptant en Alberta.

Les utilisateurs de gaz pourraient acheter du gaz à bas prix en Alberta, le revendre aux distributeurs locaux de l'Est du Canada à un prix WACOG plus élevé et acheter ensuite le gaz du distributeur local à la pointe de leur brûleur pour le prix WACOG. Par ce

Figure A-3 : Prix WACOG des distributeurs locaux en Ontario et prix au comptant en Alberta



Source: Enerdata

mécanisme, certains acheteurs de gaz de l'Est du Canada ont effectivement payé des prix inférieurs pour le gaz naturel, réutilisant, pour payer le distributeur local, les profits réalisés dans les transactions d'achat-vente.

La situation a changé en 1993, quand les prix mensuels au comptant en Alberta ont connu une montée en flèche, dépassant les prix WACOG des distributeurs locaux, qui étaient encore dominés par des prix fixés pour un an. Ensuite, en 1995, les distributeurs locaux de l'Est du Canada ont commencé à acheter du gaz réseau à des prix indexés au prix au comptant en Alberta. En raison de ces changements, les prix WACOG des distributeurs locaux ont commencé à suivre les prix au comptant en Alberta.

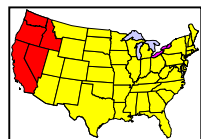
Dans le tableau A-2, nous avons utilisé les prix WACOG, pondérés en fonction des volumes de vente de chaque distributeur local, pour calculer les rentrées tirées des ventes de gaz sur le marché de l'Est du Canada. Cette méthode peut surestimer les rentrées effectives des producteurs. Une autre méthode consisterait à utiliser le prix AECO comme estimation du prix effectivement reçu par les producteurs.

Perspectives

La CGA prévoit que la demande de gaz naturel dans l'Est du Canada croîtra à un taux moyen de 1,9 % pendant la période 1997-2002, pour un volume total estimé de $145 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ (voir figure A-2). La majeure partie de cette croissance ($91 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) aura lieu dans le secteur industriel. L'offre supplémentaire sera satisfaite principalement par l'Ouest du Canada.

Tableau A-3 : Ouest des États-Unis

Profil statistique		1996	1995	Variation (%)
Exportations canadiennes dans l'Ouest des É.-U. (10^9pi^3)		1 164	1 096	6,2
Prix moyen à la frontière internationaux (\$US/million de Btu)		1,28 \$	1,03 \$	23,6
Prix moyen à la sortie de l'usine (\$US/million de Btu)		1,07 \$	0,72 \$	50,2
Rentrées à la frontière internationaux (millions de \$CAN)		2 024	1 549	30,7
Consommation de gaz dans l'Ouest des É.-U. (10^9pi^3)		2 284	2 357	-3,1
Secteur résidentiel		608	538	13,0
Secteur commercial		338	373	-9,4
Secteur industriel		952	931	2,3
Services publics d'électricité		386	460	-16,2
Part du marché du gaz canadien dans la région (%)		50,9	46,5	9,5
Prix au comptant mensuel à Malin (\$US/million de Btu)		1,54 \$	1,13 \$	36,9
Écart de prix entre AECO-C et Malin (\$US/million de Btu)		0,52 \$	0,29 \$	79,3
Droits de gazoducs de AECO-C à Malin (\$US/million de Btu)		0,56 \$	0,55 \$	1,8
Exportations canadiennes pendant la période (10^9pi^3 /année)		1 439	1 439	0,0
Facteur de charge moyen des exportations dans la région (%)		80,9	76,2	6,2



Californie
Idaho
Nevada
Oregon
Washington

Revue de 1996

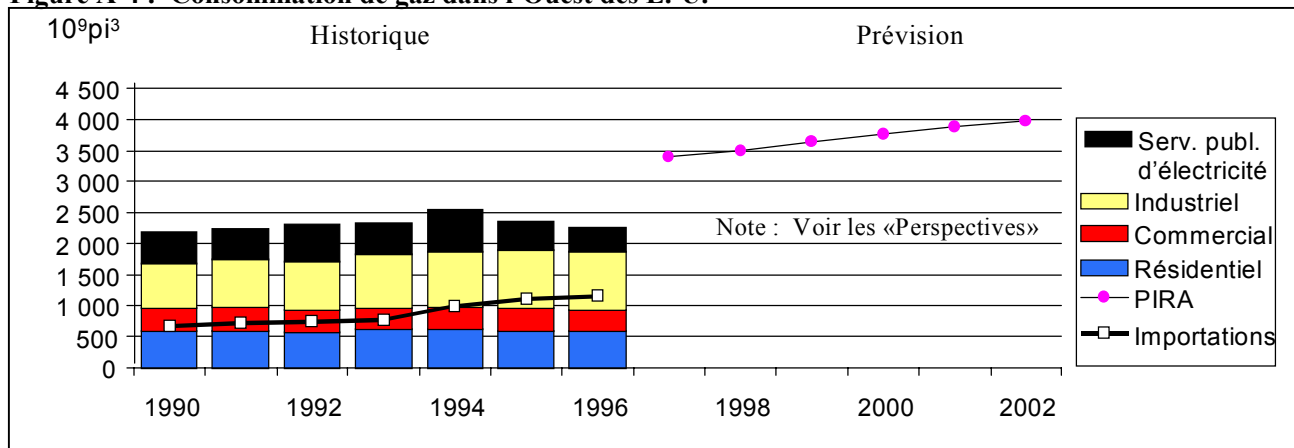
La demande de gaz dans l'Ouest des États-Unis a diminué de $73 \text{ } 10^9 \text{pi}^3$, soit 3 %, au cours de 1996. L'essentiel de cette réduction de la demande a eu lieu dans le secteur de la production d'électricité et dans le secteur commercial. La réduction de la demande dans le secteur de production d'électricité peut être attribuée à la hausse des prix du gaz au cours de 1996 et à une plus grande disponibilité de l'hydroélectricité. La demande a crû tant dans le secteur industriel que dans le secteur résidentiel (2 % et 3 % respectivement)

La capacité des gazoducs entre le Canada et l'Ouest des États-Unis n'a connu aucune expansion en 1996.

Les ventes de gaz canadien à la région ont augmenté de $68 \text{ } 10^9 \text{pi}^3$, soit 6 %. Cette augmentation était due à une importante amélioration des flux par le point d'exportation de Huntington, où les exportations ont augmenté de 16 % au cours de l'année. Le facteur de charge au point de passage de Huntington s'est amélioré, passant de 61 à 71 %. Comme nous l'avons expliqué précédemment, les faibles facteurs de charge à Huntington sont dus au fait que certains gazoducs sont réservés à des utilisateurs précis, ainsi qu'à d'autres facteurs. Il y a maintenant peu de marge pour l'accroissement des exportations via Huntington sans ajouter à la capacité.

La part du marché du gaz canadien dans la région a augmenté de 47 à 51 %, le gaz canadien faisant

Figure A-4 : Consommation de gaz dans l'Ouest des É.-U.



Sources : EIA, PIRA.

Note : La délimitation de la région diffère selon les organismes.

reculer l'approvisionnement de San Juan, qui bénéficie désormais de possibilités de ventes à l'Est, en plus de la Californie.

Les prix du gaz canadien livré dans la région sont les plus faibles de toutes les régions d'exportation. Cela s'explique par le fait que les prix dans l'Ouest des États-Unis sont déterminés par le fournisseur dominant, les Rocheuses américaines. Les prix dans les Rocheuses ont été bas, étant donné les faibles coûts caractéristiques de ce bassin, les limitations des gazoducs interrompant le flux de gaz et abaissant les prix.

Les rentrées des ventes de gaz canadien dans l'Ouest des États-Unis ont augmenté de 31 % en 1996, à cause du niveau le plus élevé de prix et de facteurs de charge (entraînant des coûts de transport moyens plus faibles). Les rentrées nettes à la sortie d'usine ont atteint en moyenne 1,07 \$US/million de Btu (une hausse de 50 %) principalement à cause des prix plus élevés.

Bien que les rentrées nettes se soient améliorées au cours des derniers mois de l'année, cette région reste le plus faible marché de ventes canadiennes pour ce qui est de la rentabilité par million de Btu.

Perspectives

Tel qu'illustré à la figure A-4, PIRA prévoit une croissance annuelle moyenne de 3,9 p. 100 pour la demande de gaz dans l'Ouest (la région de l'Ouest de PIRA comprend certains États qui ne font pas partie de notre région de l'Ouest des États-Unis – c'est pourquoi les volumes sont plus élevés). Selon ce taux de 3,9 % de PIRA, la croissance de la demande totale dans la région de l'Ouest des États-Unis (telle que nous la définissons) serait de $530 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ pendant la période 1996-2002. Nous avons plutôt évalué cette croissance dans l'Ouest des États-Unis à un niveau relativement plus bas, soit $286 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$.

La capacité d'exportation canadienne actuelle vers l'Ouest des États-Unis est utilisée à plein, enregistrant un facteur de charge de 81 % en 1996. De très importantes augmentations dans les

exportations vers l'Ouest des États-Unis ne sont pas possibles maintenant, tant que la capacité des gazoducs ne sera pas augmentée. Cependant, par des améliorations graduelles des facteurs de charge pour la capacité existante, un accroissement de $87 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ dans les exportations est prévu pour la période.

À l'heure actuelle, aucune demande n'a été présentée pour l'expansion de la capacité d'exportation du Canada vers l'Ouest des États-Unis. Cependant, certaines entreprises de gazoducs ont effectué des études de marché pour de telles expansions.

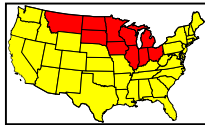
Avec la croissance considérable du marché prévue pour cette région d'ici l'an 2002, la question est de savoir si la capacité des gazoducs canadiens sera augmentée pour accaparer cette croissance ou si cette croissance sera satisfaite par une augmentation des livraisons des bassins de San Juan et peut-être de ceux de la Côte du Golfe. Ces bassins ont présentement une capacité de gazoducs excédentaire vers la Californie.

Les prix et les rentrées des ventes dans cette région devraient continuer à s'améliorer. Les prix dans les Rocheuses américaines (qui ont un effet d'entraînement sur les prix dans l'Ouest des États-Unis) se sont récemment rééquilibrés par rapport aux prix de la côte du Golfe, augmentant considérablement. Une expansion soutenue des gazoducs sortants de la région de production des Rocheuses américaines devrait garder les écarts de prix entre l'Est et l'Ouest des États-Unis à un niveau inférieur à celui des dernières années.

Par contre, la production des Rocheuses américaines et de l'Ouest du Canada semble vouloir continuer à augmenter. La capacité des gazoducs sortants de ces régions pourrait être périodiquement inférieure à la production exportable. Cela pourrait entraîner des surplus d'approvisionnement périodiques dans les Rocheuses américaines et dans l'Ouest du Canada et, par conséquent, des prix périodiquement faibles dans l'Ouest de l'Amérique du Nord comparativement à l'Est et au Sud.

Tableau A-4 : Midwest

Profil statistique		1996	1995	% Change
Exportations canadiennes dans le Midwest (10^9 pi^3)		1 031	1 006	2,5
Prix moyen à la frontière internationale (\$US/million de Btu)		2,05 \$	1,45 \$	41,7
Prix moyen à la sortie de l'usine (\$US/million de Btu)		1,77 \$	1,13 \$	56,7
Rentrées à la frontière internationale (millions de \$CAN)		2 882	2 002	44,0
Consommation de gaz dans le Midwest (10^9 pi^3)		4 709	4 480	5,1
Secteur résidentiel		1 913	1 790	6,9
Secteur commercial		981	917	7,0
Secteur industriel		1 732	1 659	4,4
Services publics d'électricité		83	113	-26,7
Part du marché du gaz canadien dans la région (%)		21,9	22,5	-2,5
Prix au comptant mensuel local représentatif (Chicago)		2,77 \$	1,69 \$	63,9
Écart de prix entre AECO-C et Chicago (\$US/million de Btu)		1,75 \$	0,85 \$	105,6
Droits de gazoduc de AECO-C à Chicago (\$US/million de Btu)		0,92 \$	0,88 \$	4,5
Exportations canadiennes pendant la période (10^9 pi^3 /année)		1 047	1 047	0,0
Facteur de charge moyen des exportations dans la région		98,5	96,1	2,5



Dakota du Nord
 Dakota du Sud
 Illinois
 Iowa
 Indiana
 Michigan
 Minnesota
 Montana
 Ohio
 Wisconsin

Revue de 1996

La demande de gaz dans le Midwest des États-Unis a augmenté de $229 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, soit 5 %, en 1996. L'essentiel de cette augmentation correspond aux secteurs résidentiel et commercial et a été principalement occasionné par un refroidissement de la température. Cependant, la demande industrielle a également augmenté de 4 %, témoignant d'une solide croissance économique. Avec la hausse des prix du gaz au cours de 1996, la demande des services publics d'électricité, très sensible au prix, a chuté de 27 %. La demande de gaz par secteur et les exportations canadiennes sont indiquées à la figure A-5.

Les ventes de gaz canadien dans la région n'ont augmenté que de $25 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ soit 2,5 %. Cette faible augmentation était due aux améliorations mineures des facteurs de charge au point d'exportation d'Emerson. Des exportations beaucoup plus élevées ne sont pas possibles tant que la capacité des gazoducs ne connaîtra pas d'expansion. Aucune augmentation de la capacité des gazoducs du Canada vers la région

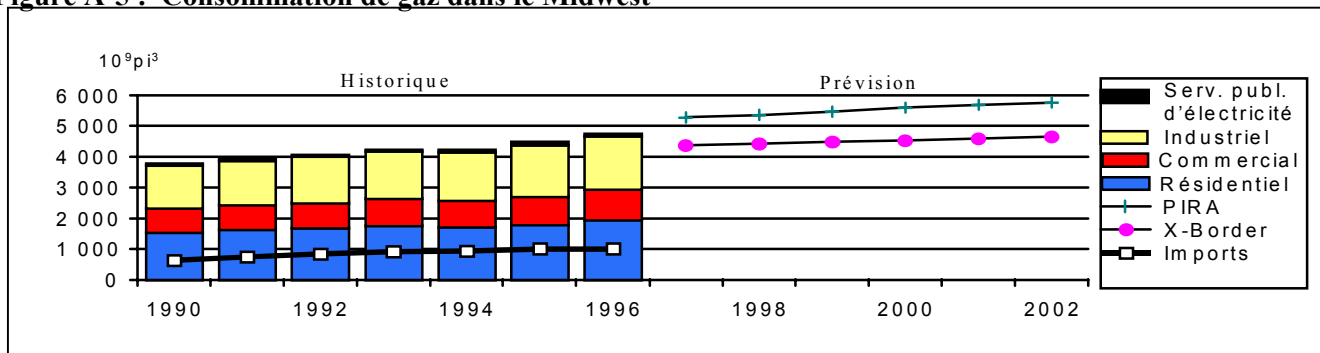
du Midwest n'a eu lieu au cours de 1996.

La part de marché du gaz canadien dans la région a fléchi légèrement, passant de 23 à 22 %, la croissance de la demande étant satisfaite par des producteurs américains.

Les prix du gaz canadien livré dans la région varient, selon que les vendeurs ou les acheteurs détiennent une capacité de gazoduc vers ce marché, et selon que le gaz est vendu à l'extrémité du gazoduc dans le Midwest (ce qui rapporte des rentrées nettes élevées aux vendeurs) ou en Alberta, (les rentrées nettes étant alors inférieures).

Le prix moyen à la frontière internationale pour le gaz canadien vendu dans la région a augmenté de 42 % au cours de 1996. Cette augmentation reflète principalement le niveau plus élevé des prix au comptant dans le Midwest (ces prix ayant augmenté de 64 %). Les prix réalisés étant plus élevés, les recettes des ventes de gaz dans la région ont augmenté de 44 %, atteignant 2,9 milliards de dollars canadiens.

Figure A-5 : Consommation de gaz dans le Midwest



Sources : EIA, PIRA, Crossborder.

Note : La délimitation du Midwest diffère selon les organismes.

Les rentrées à la sortie de l'usine ont atteint en moyenne 1,77 \$US/million de Btu (une hausse de 57 %) principalement à cause de la hausse des prix.

Le niveau élevé des rentrées nettes et l'important écart des prix entre le Midwest et l'Alberta (beaucoup plus important que le coût du transport du gaz par gazoduc de l'Alberta au Midwest) ont rendu le marché du Midwest très attrayant en 1996.

Perspectives

Comme le montre la figure A-5, tant PIRA et Crossborder s'attendent à ce que la demande de gaz naturel dans le Midwest reste raisonnablement forte. La croissance devrait atteindre en moyenne de 1,7 à 2,7 %. Nous estimons que la demande dans le Midwest atteindra $5\,255\,10^9\text{pi}^3$ en 2002 (c.-à-d. une croissance annuelle de 1,8 %).

Ces cinq dernières années, la demande de gaz dans le Midwest a connu une croissance réelle moyenne de 3,7 %, la croissance totale s'établissant à $779\,10^9\text{pi}^3$. Le secteur résidentiel représentait 38 % de cette augmentation, le secteur commercial, 21 %, le secteur industriel, 38 % et les services publics d'électricité, 2,8 %.

Les exportations de gaz canadien vers le Midwest ont connu une croissance, passant de $749\,10^9\text{pi}^3$ en 1991 à $1\,031\,10^9\text{pi}^3$ en 1996, l'augmentation totale atteignant $282\,10^9\text{pi}^3$. Les exportations de gaz canadien se sont donc accaparé 36 % de la croissance de la demande de gaz dans le Midwest pendant les cinq dernières années.

Les exportations de gaz canadien dans la région sont un approvisionnement de « charge de base » et la capacité des gazoducs d'exportation a généralement été exploitée à plein depuis cinq ans. La côte américaine du Golfe du Mexique est le fournisseur dominant de la région. Par conséquent, les prix de la côte du Golfe déterminent les prix du Midwest, ces derniers étant essentiellement égaux aux prix du Golfe plus un montant correspondant au transport par gazoduc entre la côte du Golfe et le Midwest.

Plusieurs importants projets d'expansion de gazoducs d'exportation vers le Midwest sont en cours. Le premier est le projet d'expansion Foothills/Northern Border. Ce projet a été approuvé par les organismes de réglementation américains et canadiens et devrait permettre d'ajouter $690\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ de capacité de l'Alberta au Midwest d'ici novembre 1998.

D'après les facteurs de charge élevés de Northern Border enregistrés par le passé, nous nous attendons à ce que la capacité ajoutée connaisse, elle aussi, des facteurs de charge élevés. Les volumes d'exportation plus élevés seront absorbés dans le Midwest par la réduction des flux du fournisseur dominant du Midwest, la côte du Golfe.

Au-delà de 1998, deux autres importants projets d'expansion de gazoducs du Canada vers le Midwest sont prévus – le projet Nexus de TCPL et les projets connexes (nouveau gazoduc Voyageur et expansion du gazoduc des Grands Lacs) et le gazoduc Alliance. Aucun de ces projets n'a encore été approuvé par les organismes de réglementation et il se peut que l'un de ces projets ou les deux puissent aller de l'avant. Alliance a présenté une demande à la FERC pour la portion américaine du gazoduc et à l'ONÉ (préliminaire) pour la portion canadienne.

En général, nous prévoyons des capacités d'exportation supplémentaires quand une demande est présentée aux organismes de réglementation.

Pour les fins du présent rapport, nous avons supposé que $690\,10^6\text{pi}^3$ de capacité seront ajoutés au Midwest en 1998 (Northern Border) et $1\,200\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ en l'an 2000. Nous ne tirons aucune conclusion quant aux projets de gazoduc qui iront de l'avant, mais nous avons choisi ce chiffre probable pour la capacité.

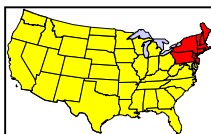
Ces hypothèses et notre hypothèse de facteurs de charge élevés sont à la base de nos prévisions d'exportation de $1\,535\,10^9\text{pi}^3$ pour le Midwest en 2002.

Les prix et les recettes des ventes de gaz canadiens au Midwest devraient rester intéressants pendant toute la période. Des flux supplémentaires des Rocheuses américaines de l'Ouest du Canada vers le Midwest ne devraient pas supplanter entièrement

l'approvisionnement en gaz depuis la côte du Golfe. Par conséquent, cette région devrait rester le fournisseur dominant du Midwest, les prix de la côte du Golfe continuant à déterminer les prix du Midwest. Comme le Golfe est un fournisseur à coûts élevés, cela devrait maintenir les prix dans le Midwest à un niveau attrayant.

Tableau A-5 : Nord-Est des États-Unis

Profil statistique		1996	1995	Variation (%)
Exportations canadiennes dans le Nord-Est des É.-U. (10 ⁹ pi ³)		642	648	-0,9
Prix moyen à la frontière internationale (\$US/million de Btu)		2,89 \$	2,28 \$	26,7
Prix moyen à la sortie de l'usine (\$US/million de Btu)		1,96 \$	1,36 \$	44,5
Rentrées à la frontière internationale (millions de \$CAN)		2 533	2 028	24,9
Consommation de gaz dans le Nord-Est des É.-U. (10 ⁹ pi ³)		2 780	2 994	-7,1
Secteur résidentiel		987	1 005	-1,8
Secteur commercial		655	658	-0,4
Secteur industriel		882	922	-4,4
Services publics d'électricité		256	408	-37,2
Part du marché du gaz canadien dans la région (%)		23,1	21,6	6,7
Prix au comptant mensuel à New York (\$US/million de Btu)		3,28 \$	2,05 \$	60,5
Écart de prix entre AECO-C et New York (\$US/million de Btu)		2,26 \$	1,21 \$	87,6
Droits de gazoduc de AECO-C à New York (\$US/million de Btu)		1,40 \$	1,34 \$	4,5
Exportations canadiennes pendant la période (10 ⁹ pi ³ /année)		685	671	2,1
Facteur de charge moyen des exportations dans la région (%)		93,7	96,6	-2,9



Connecticut
 Maine
 Massachusetts
 New Hampshire
 New Jersey
 New York
 Pennsylvanie
 Rhode Island
 Vermont

Revue de 1996

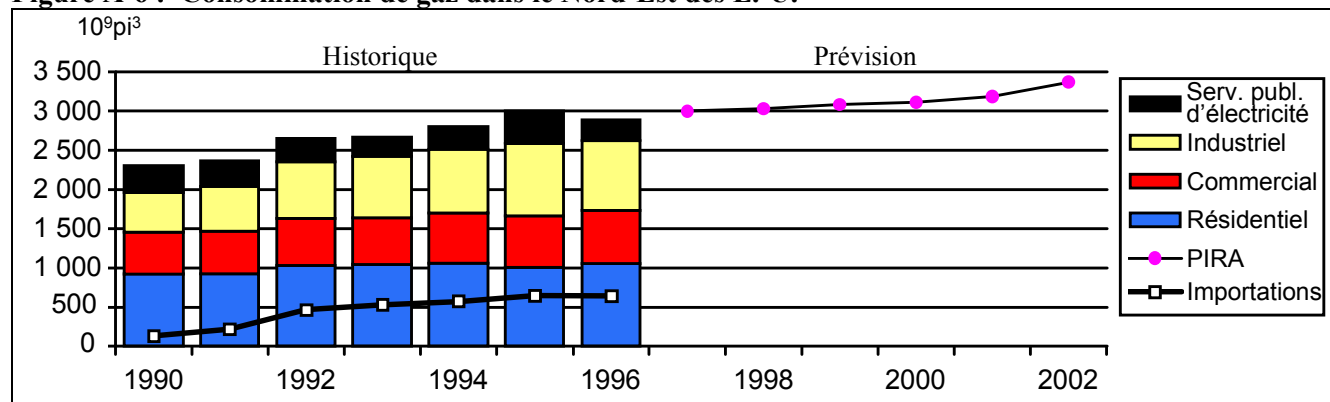
Après cinq années successives de forte croissance, la demande de gaz dans le Nord-Est des États-Unis a reculé de 214 10⁹pi³, soit 7 %, en 1996. L'essentiel de ce fléchissement a eu lieu dans le secteur des services publics d'électricité, où la demande a chuté de 152 10⁹pi³, soit 37 %. La demande de gaz dans le secteur industriel a également connu une baisse importante (40 10⁹pi³ ou 4 %), tandis que la demande résidentielle et commerciale a diminué légèrement.

Les ventes de gaz canadien dans la région ont diminué légèrement, de 6 10⁹pi³ ou 1 %. 1996 a connu une modeste expansion de capacités des gazoducs entre le Canada et le Nord-Est au point d'exportation Iroquois (41 106pi³/j).

La part de marché du gaz canadien dans la région s'est améliorée, passant de 22 à 23 %, la baisse de la demande étant absorbée par les fournisseurs américains.

Le prix moyen à la frontière internationale pour le gaz canadien vendu dans la région a augmenté de 27 %. En raison de prix réalisés plus élevés, le produit des ventes de gaz dans la région a augmenté de 25 %, atteignant 2 533 millions de dollars canadiens. Les rentrées à la sortie de l'usine ont atteint en moyenne 1,96 \$US/million de Btu (une hausse de 45 %) principalement à cause du niveau plus élevé des prix. Les rentrées nettes élevées et un important écart de prix entre le Nord-Est et l'Alberta (beaucoup plus

Figure A-6 : Consommation de gaz dans le Nord-Est des É.-U.



Sources : EIA, PIRA

important que les coûts de transport du gaz de l'Alberta au Nord-Est) ont fait de cette région le marché le plus attrayant pour les vendeurs de gaz canadien en 1996.

Perspectives

Comme l'indique la figure A-6, PIRA prévoit une augmentation de la demande de gaz dans le Nord-Est de 3 % en moyenne par année. Nos prévisions sont fondées sur un taux de croissance de 2,7 % par année, la croissance totale de la demande s'établissant à $489 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ en 2002.

La capacité existante entre le Canada et le Nord-Est étant effectivement utilisée à plein, des expansions de gazoducs seront nécessaires pour que le gaz canadien puisse s'accaparer une part ou l'autre de cette croissance du marché.

Plusieurs projets de gazoducs ont été présentés pour permettre au gaz canadien de profiter de cette croissance. Parmi ceux-ci, on compte le Portland Natural Gas Transportation System (PNGTS), qui augmenterait les exportations potentielles vers la Nouvelle-Angleterre d'environ $200 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ d'ici 1999, ainsi que le projet d'expansion Nexus de TCPL et le projet connexe du gazoduc Millennium, qui devraient permettre le transport de $650 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ du Canada vers le Nord-Est des États-Unis. Le projet de gazoduc Independence de $900 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ reliant le Midwest et le Nord-Est des États-Unis pourrait également favoriser l'accroissement des exportations canadiennes vers le Nord-Est, en

fonction des ajouts de capacités du Canada vers le Midwest.

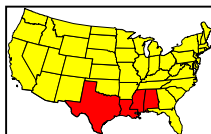
Un nouveau bassin de production devrait commencer à fournir du gaz au Nord-Est au cours de la période de prévision. Nous estimons que la zone au large de l'île de Sable commencera à produire jusqu'à $480 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ à la fin de 1999. Ce projet entièrement nouveau et le gazoduc connexe en sont actuellement au stade de l'obtention des autorisations nécessaires des organismes de réglementation, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Pour fins de prévisions, seuls les projets qui ont présenté des demandes aux organismes de réglementation sont inclus dans nos prévisions de capacité. Nos prévisions sont fondées sur une hypothèse d'une nouvelle capacité de $800 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ajoutée au cours de la période. Compte tenu de notre hypothèse de facteur de charge élevé pour cette capacité, nous prévoyons des ventes de gaz canadien de $824 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ sur le marché du Nord-Est en 2002.

Les perspectives des prix et des recettes pour les ventes de gaz canadien sur le marché du Nord-Est restent très solides. À l'heure actuelle, ce marché offre les meilleurs prix et les meilleures rentrées nettes pour les producteurs canadiens. L'essentiel de l'approvisionnement en gaz dans le Nord-Est des États-Unis provient de la côte du Golfe et du milieu du continent. Ces régions de production à coûts élevés sont les fournisseurs dominants de la région du Nord-Est et les prix du Nord-Est devraient rester associés aux prix de la côte du Golfe.

Tableau A-6 : Côte du Golfe

Profil statistique		1996	1995	Variation (%)
Production de la côte du Golfe (10^9pi^3)		11 925	11 519	3,5
Consommation interne dans la région (10^9pi^3)		5 478	5 360	2,2
Production exportable nette (10^9pi^3)		6 447	6 159	4,7
Consommation interne dans la région (10^9pi^3)		5 478	5 360	2,2
Secteur résidentiel		369	336	9,9
Secteur commercial		305	280	9,2
Secteur industriel		3 419	3 256	5,0
Services publics d'électricité		1 386	1 489	-6,9
Part de marché du gaz canadien dans la région (%)		0,0	0,0	0,0
Prix au comptant local représentatif (NYMEX)		2,59 \$	1,64 \$	57,9
Écart entre les prix NYMEX et AECO C		1,57 \$	0,80 \$	96,0



Alabama
Louisiane
Mississippi
Texas

Revue de 1996

La demande de gaz dans la région de la côte du Golfe a augmenté de $118 \cdot 10^9 \text{pi}^3$, soit 2 %, en 1996. La demande dans cette région a crû de façon constante depuis 1990. Comme on peut le constater à la figure A-7, le secteur industriel et celui des services publics d'électricité représentent la majeure partie de cette demande.

L'augmentation de la demande en 1996 a eu lieu principalement dans le secteur industriel. Le raffinage et la pétrochimie sont d'importants segments industriels sur la côte du Golfe et, avec des prix élevés du pétrole et des produits pétrochimiques, la demande de gaz naturel a connu une relative croissance.

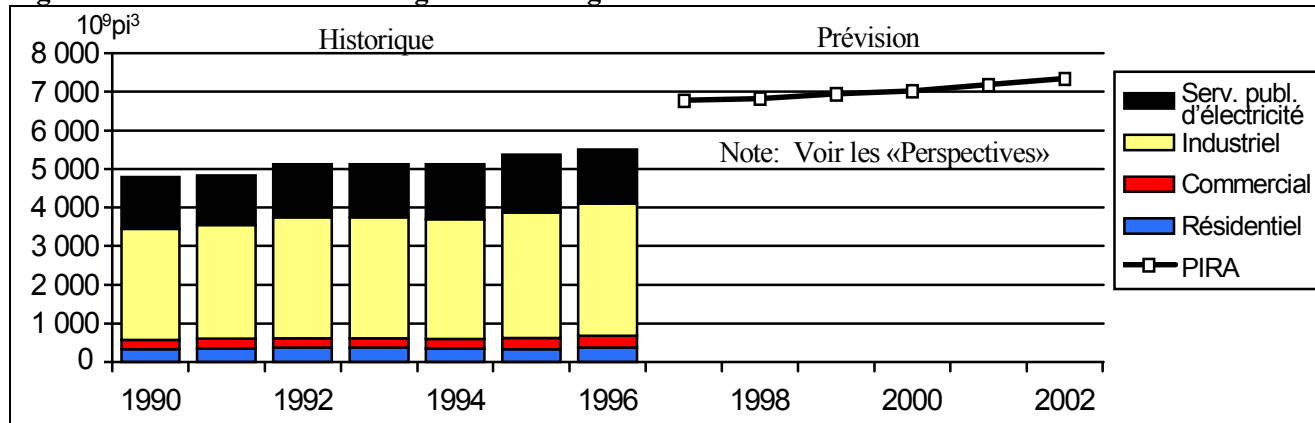
Avec la hausse des prix du gaz en 1996, la demande dans le secteur des services publics d'électricité, très

sensible au prix, a chuté de 7 %, soit $103 \cdot 10^9 \text{pi}^3$. La demande résidentielle et commerciale a augmenté beaucoup en termes relatifs (10 %), mais ne représente que de petits volumes.

La production de la côte du Golfe a crû de $406 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ au cours de 1996. Comme la production a augmenté plus que la demande, les flux de gaz sortant de la région ont augmenté de $288 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ par rapport à l'année précédente.

Les flux de gaz vers la région ont également augmenté au cours de 1996. Cet accroissement est principalement dû au transfert d'ouest en est des flux des gazoducs Transwestern et El Paso provenant du bassin de San Juan, entraînant un transport accru de la production de San Juan vers le Texas. Cette

Figure A-7 : Consommation de gaz dans la région de la côte du Golfe



Sources : EIA, PIRA

production était soit vendue sur le marché de la côte du vers le nord sur les marchés du Midwest américain. Pendant la majeure partie de l'année, les gazoducs de la côte du Golfe vers le Midwest présentent une capacité excédentaire.

Le gaz canadien n'est ni livré, ni vendu dans la région de la côte du Golfe. Certaines ventes contractuelles de gaz canadien sur les marchés du Golfe peuvent être effectués par des échanges ou des retours à charge.

Perspectives

Les prévisions de PIRA pour la région, illustrées à la figure A-7, englobent quatre États non inclus dans notre définition de la région de la côte du Golfe. PIRA prévoit une croissance dans cette région élargie de 2 % par année. À partir de ce taux de 2 %, appliqué sur la région de la côte du Golfe que nous définissons de façon plus restreinte, nous en arrivons à une estimation de la demande de $6\,170\,10^9\text{pi}^3$ en 2002.

Au cours des cinq dernières années, la demande de gaz annuelle sur la côte du Golfe s'est accrue de 2 % par année, pour une augmentation totale de $599\,10^9\text{pi}^3$. Le secteur industriel représentait 77 % de cette augmentation. Pendant la même période, la production de gaz sur la côte du Golfe a cru de $757\,10^9\text{pi}^3$. La croissance de la production du gaz du Golfe n'a que légèrement dépassé la croissance de la demande, entraînant une augmentation modérée (plus $158\,10^9\text{pi}^3$) dans les flux de gaz sortant de la région.

Ce facteur a été important dans l'augmentation des exportations de gaz canadien vers les États-Unis. Le gaz canadien a pu s'accaparer la croissance du marché dans le Midwest et dans le Nord-Est des États-Unis, tandis que les flux sortants du Golfe ont stagné. Pour la région d'exportation de l'Ouest des États-Unis, le gaz canadien et celui des Rocheuses américaines ont complètement remplacé les approvisionnements de la côte du Golfe au cours des cinq dernières années. La côte du Golfe avait été le fournisseur marginal de gaz pour l'Ouest des États-Unis, mais a désormais été remplacé par la région des Rocheuses américaines. Il en est résulté un fléchissement des prix dans la région d'exportation de l'Ouest américain. Golfe lui-même ou transporté

Cependant, la côte du Golfe reste un important fournisseur de gaz pour le Midwest. D'après nos calculs, la côte du Golfe envoie actuellement plus de $1\,000\,10^9\text{pi}^3$ par année vers le Midwest. À moins de constructions correspondant à $1\,000\,10^9\text{pi}^3$ par année (soit $2,7\,10^9\text{pi}^3/\text{j}$) de capacité de gazoducs d'autres régions d'approvisionnement vers le Midwest américain, le Golfe devrait rester le fournisseur marginal de la région. Par conséquent, il est peu probable que les prix du gaz du Midwest ne suivent pas les prix du gaz de la côte du Golfe pendant la période de prévision. Pour des raisons analogues, le Golfe devrait continuer à avoir un effet d'entraînement sur les prix du gaz dans le Nord-Est des États-Unis.

La concurrence de la côte du Golfe

Au cours des années passées, la côte du Golfe et le milieu du continent ont été des fournisseurs marginaux à coûts élevés pour plusieurs marchés américains accessibles aux producteurs canadiens et à ceux des Rocheuses américaines (producteurs « de l'Ouest »). Les producteurs de l'Ouest ont pénétré avec succès divers marchés, y augmentant leurs « parts » aux dépens de la côte du Golfe.

De nombreux analystes prévoient maintenant des changements dans la dynamique de l'approvisionnement de gaz de la côte du Golfe. Cette région semble bénéficier particulièrement de nouvelles technologies (installations parasismiques 3D et 4D, plates-formes à jambe de tension, technologies de tourelle, etc.), ces analyses prévoient que la côte du Golfe fournira de plus en plus de gaz naturel aux marchés américains à l'avenir.

Les conséquences de cette situation sont importantes pour les exportateurs, les gazoducs et les marchés canadiens. À titre de fournisseur à coûts élevés en Amérique du Nord, la côte du Golfe est la région dont les effets se font le plus sentir sur les prix du gaz nord-américain. Si la situation dans le Golfe se modifie, cela aura des effets à la baisse sur les prix pour tout le continent.

Le futur de la côte du Golfe a également de très importantes conséquences pour les projets de gazoducs visant à relier les producteurs du Canada ou des Rocheuses américaines aux marchés

américains. Si la côte du Golfe connaît un nouvel essor et qu'une nouvelle capacité de gazoduc vers l'Ouest est construite, une guerre des prix pourrait en résulter sur les marchés du Midwest et du Nord-Est des États-Unis. Suivant ce scénario, le Golfe fournirait des volumes accrus à de très bas prix. Les facteurs de charge que connaît la capacité des gazoducs provenant de l'Ouest en souffriraient et les expéditeurs devraient assumer les frais de cette demande non absorbée.

Cependant, les tendances actuelles montrent peu de signes à l'appui de cette hypothèse. La côte du Golfe reste le fournisseur marginal à coûts élevés sur la plupart des marchés du gaz naturel. Les écarts de prix sont également révélateurs à cet

égard. Ces dernières années, les prix du bassin des Rocheuses américaines et ceux du gaz canadien plus les tarifs réglementés pour divers marchés ont produit un prix du gaz livré bien inférieur au prix du gaz livré provenant de la côte du Golfe sur ces marchés. Par conséquent, les gazoducs ouest-est ont été exploités à des facteurs de charge très élevés, tandis que ceux de la côte du Golfe ont été exploités à des facteurs de charge inférieurs.

Les entreprises de transport par gazoduc et les expéditeurs clients potentiels décideront de la perception qui leur semble la plus fondée et, en fin de compte, de la construction éventuelle de nouveaux gazoducs.