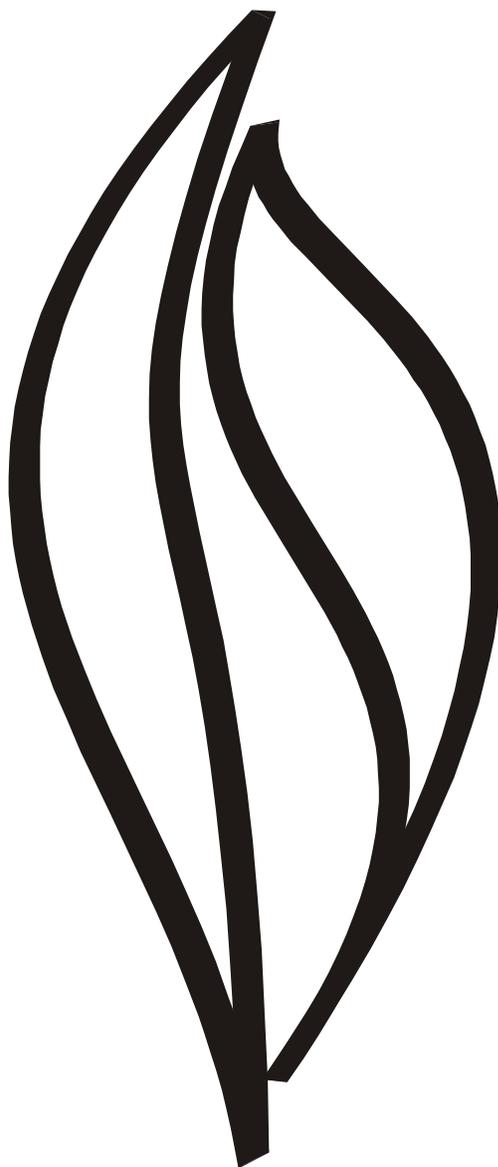


Exportations de gaz naturel canadien vers le marché des États-Unis: évaluation de 1995 et perspectives

Mars 1996



Division du gaz naturel

Ressources naturelles Canada

Résumé

Les exportations de gaz naturel canadien vers les États-Unis ont atteint 2,75 billions de pieds cubes (10^{12}pi^3) en 1995, qui a été une huitième année consécutive de forte croissance. Sur une base régionale, le plus gros de la croissance des exportations de gaz peut être attribué à l'augmentation des livraisons à la région de l'Ouest. Les volumes des exportations vers le Midwest et le Nord-Est ont également beaucoup augmenté.

La forte tenue volumétrique des exportations de gaz contraste nettement avec celle des prix. La pression en baisse sur les prix a persisté dans toute l'Amérique du Nord durant la plus grande partie de 1995. Le prix moyen relevé à la frontière internationale a baissé de 20 % à 1,48 \$ US le million de Btu en 1995. Compte tenu de la profonde baisse des prix du gaz canadien exporté, les recettes des exportations de gaz ont diminué de 14 % à 5,6 milliards \$ CAN.

L'élément le plus important qui ait influé sur les exportations de gaz canadien en 1995 est l'écart dramatique des prix différentiels entre les principales régions productrices de l'Amérique du Nord. L'écart des prix peut être attribué à la non-correspondance de l'offre et de la demande à l'échelon régional. L'offre de gaz au Canada et dans l'ouest des États-Unis s'est accru plus rapidement que la capacité des gazoducs, d'où l'offre excédentaire de gaz et la pression en baisse sur les prix. Parallèlement, la demande dans les États de l'Est a augmenté considérablement. Le manque de capacité de réserve des gazoducs a empêché les fournisseurs du Canada et de l'ouest des États-Unis de répondre à cette demande accrue. Les producteurs de la côte du Golfe et du milieu du continent disposaient d'une ample capacité de transport, mais la capacité de production à la tête du puits étant limitée, les prix du gaz provenant de ces régions ont grimpé.

À compter d'octobre 1995, le temps froid dans la moitié est des États-Unis a accentué l'écart des prix. Les prix du gaz de la côte du Golfe et du milieu du continent, qui sont les principales régions d'approvisionnement des marchés de l'Est, ont grimpés. Par contre, les prix du gaz du Canada et de l'ouest des États-Unis sont demeurés déprimés, la plus grande partie du gaz de ces régions étant destinée aux marchés des régions plus tempérées de l'Ouest.

À court terme, les exportations de gaz canadien devraient continuer d'être acheminées par les présent gazoducs à de hauts facteurs de charge, mais les prix en seront inférieurs à ceux du gaz de la côte du Golfe. La rupture entre les prix de l'ouest du Canada et de la côte du Golfe durera vraisemblablement jusqu'en 1998; par la suite, une nouvelle capacité d'exportation de gaz devrait offrir une soupape de décharge à l'offre excédentaire de gaz dans l'Ouest du Canada. Les fournisseurs canadiens seront bien placés pour accroître les exportations vers le Midwest grâce au projet d'agrandissement de Northern Border. La mesure dans laquelle augmentera la capacité de transport depuis le Midwest vers le Nord-Est et autres marchés est incertaine.

L'équilibre entre l'offre et la demande en Amérique du Nord continuera d'évoluer selon les pressions exercées par les marchés et l'offre. Les producteurs de l'ouest des États-Unis ajouteront vraisemblablement à la capacité de transport de gaz de l'Ouest vers l'Est. Le gaz de la côte du Golfe et du milieu du continent continuera d'être détourné des marchés du Midwest des États-Unis vers les marchés plus profitable du Nord-Est et du Sud atlantique. La mesure dans

laquelle les fournisseurs de la côte du Golfe et du milieu continent peuvent accroître leur production dépend largement de l'application fructueuse continue de nouvelle technologie pour compenser les effets de l'épuisement des ressources.

À long terme, grâce à des prix concurrentiels, le gaz canadien est bien placé pour jouer un rôle clé dans le soutien de l'offre intérieure des États-Unis pour y répondre à la demande croissante. Selon les prévisions de l'industrie, la demande continuera de croître pour atteindre $23 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ aux États-Unis d'ici à l'an 2000. Le plus gros de la croissance de la demande est prévu dans le domaine de la production d'électricité. Toutefois, la hausse optimiste prévue de la demande pourrait être modérée par la déréglementation graduelle de l'électricité et l'augmentation de la concurrence entre les sources de combustibles de rechange servant le secteur de la production d'électricité.

L'évolution continue de la réglementation devrait également influencer sur les forces concurrentielles de toutes les facettes de l'industrie nord-américaine du gaz. Il est encore trop tôt pour évaluer l'application de la nouvelle politique de la Federal Energy Regulatory Commission touchant les droits établis par péréquation au lieu de droits différentiels. En outre, à l'échelon fédérale, le dégroupement des services de transport se poursuit avec l'établissement de taux axés sur le marché et une réglementation incitative. Les organismes de réglementation des États et des provinces s'engagent actuellement dans la phase suivante de la déréglementation avec le dégroupement des services fournis par les distributeurs locaux.

Dans l'ensemble, les perspectives d'exportation du gaz canadien sont très bonnes. L'industrie canadienne du gaz naturel continuera de bien réagir à l'évolution de la dynamique du marché et de la réglementation en Amérique du Nord. Il ressort de notre analyse que la capacité d'exportation existante et projetée servira à de hauts facteurs de charge, d'où des exportations de gaz naturel à $3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ d'ici à l'an 2000.

Le présent document a été préparé par le personnel de la Division du gaz naturel, Ressources naturelles du Canada. Pour obtenir des renseignements généraux sur ce rapport, prière de s'adresser à Michel Chénier, au (613) 992-8377

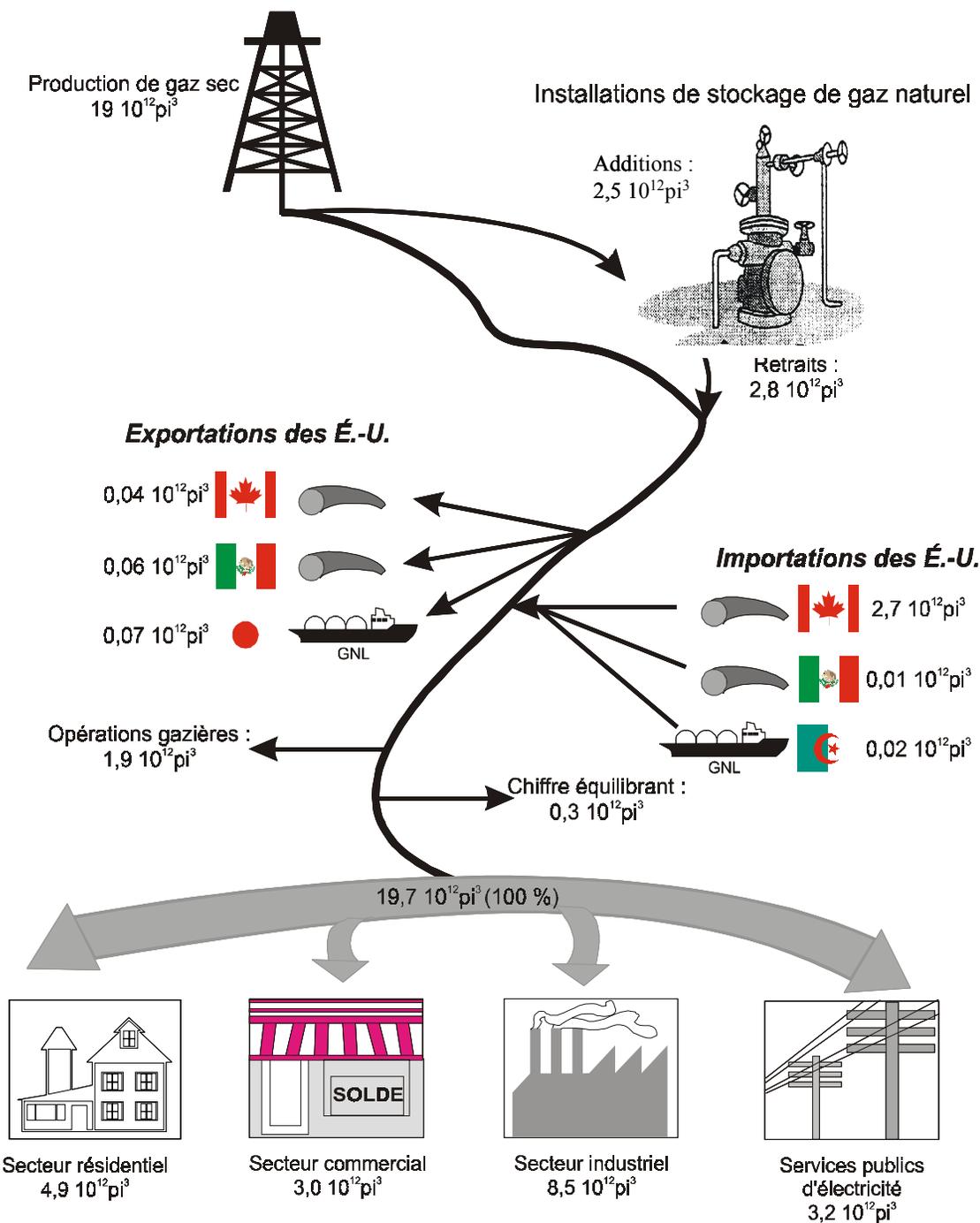
**Exportations de gaz naturel canadien
vers le marché des États-Unis :
évaluation de 1995 et perspectives**

Table des matières

Résumé.....	i
Avant-propos	1
I. Revue de l'année 1995	
A. Dynamique du marché des États-Unis	
i) Offre	1
ii) Demande.....	6
iii) Prix	9
B. Exportations de gaz naturel canadien	
i) Prix	11
ii) Capacité/volume.....	12
iii) Analyse des marchés régionaux	14
II. Perspectives jusqu'à l'an 2000	
A. Dynamique du marché des États-Unis	
i) Offre	21
ii) Demande.....	25
iii) Prix	28
B. Exportations prévues de gaz naturel canadien	
i) Prix	29
ii) Capacité/volume.....	30
iii) Analyse des marchés régionaux	32
III. Mise à jour touchant la réglementation	
A. Droits établis par péréquation ou droits différentiels	38
B. Dégrouperment des services des distributeurs locaux	42
C. Taux axés sur le marché	43
D. Réglementation incitative	44
Annexe Restructuration de l'électricité aux États-Unis	45
Bibliographie	51

Figure 1

Offre et utilisation de gaz naturel aux É.-U. 1995



Avant-propos

Le présent document a été préparé par la Division du gaz naturel de Ressources naturelles Canada en vue de fournir un résumé des données et de l'information se rapportant à l'industrie nord-américaine du gaz naturel, dont l'offre, la demande, les prix, les capacités de transport et les principaux événements réglementaires qui influent sur les exportations actuelles et futures de gaz naturel canadien. Le rapport comprend trois grandes sections : I. Revue de l'année 1995; II. Perspectives jusqu'à l'an 2000; III. Mise à jour touchant la réglementation. On trouvera en annexe une revue de la restructuration de l'électricité aux États-Unis.

Le présent rapport puise à diverses sources, dont des consultants privés, des associations industrielles et des organismes fédéraux au Canada et aux États-Unis. Les principales sources de données sont l'Office national de l'énergie (ONÉ) et la Energy Information Administration (EIA) des États-Unis. Le rapport vise l'année civile plutôt que l'année contractuelle.

I. Revue de l'année 1995

A. Dynamique du marché des États-Unis

La présente section donne un aperçu du commerce du gaz naturel aux États-Unis en 1995. L'examen des tendances de la demande, du stockage, des flux, de la demande et des prix du gaz est, pour les exportateurs canadiens, la clé de la compréhension de la dynamique du marché nord-américain du gaz naturel.

Au cours de 1995, les variations des tendances de la demande et de l'offre ont révélé où la capacité des gazoducs est suffisante et où elle ne l'est pas. Dès octobre, le temps a fait grimper la demande dans l'est du Canada et des États-Unis. Les régions fournisseuses de l'ouest des États-Unis et du Canada n'ont pu augmenter sensiblement leurs livraisons, même si la capacité de production à la tête des puits le permettait, parce que les gazoducs dans ces régions fonctionnaient déjà presque à pleine capacité. Les régions de la côte du Golfe et du milieu du continent avaient une capacité de transport excédentaire, mais la capacité de

production à la tête des puits ne pouvait y être accrue.

Au total, la production supplémentaire livrée aux marchés de l'Est a été insuffisante, ce qui y a entraîné une forte diminution des stocks et une augmentation des prix. Dans l'Ouest, la capacité de production à la tête des puits s'est trouvée restreinte par les limites des gazoducs, ce qui, combiné à une plus faible demande régionale, a déprimé les prix locaux, créant d'énormes écarts de prix entre les marchés de l'Est et de l'Ouest.

i) Offre

Les États-Unis ont deux principales sources d'approvisionnement en gaz naturel : la production intérieure (88 %) et les importations du Canada (13 %). Les sources de l'offre de gaz et les changements survenus entre 1994 et 1995 sont indiqués au tableau 1.

Tableau 1

Offre de gaz naturel des États-Unis

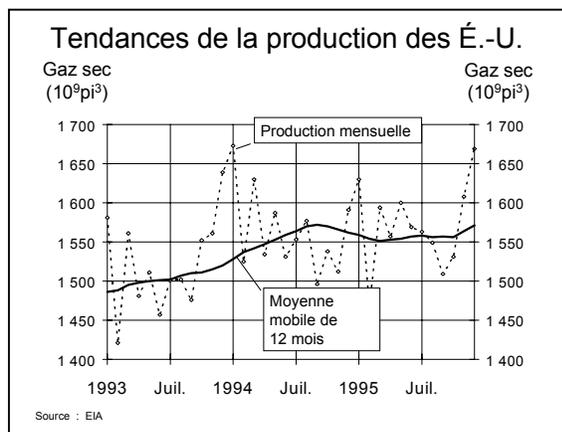
	1995 (10 ⁹ pi ³)	1994 (10 ⁹ pi ³)	Différence (10 ⁹ pi ³)	Changement (%)	% de l'augmen- tation de l'offre des É.- U.	% de l'offre totale de gaz des É.-U.
Production intérieure	18,975	18,876	99	0.5%	43.0%	87.9%
Importations nettes du Canada	2,716	2,523	193	7.6%	83.9%	12.6%
Importations nettes de GNL	-54	-12	-42	350.0%	-18.3%	-0.3%
Importations nettes du Mexique	-50	-30	-20	66.7%	-8.7%	-0.2%
Total des importations nettes des É.-U.	2,612	2,481	131	5.3%	57.0%	12.1%
OFFRE TOTALE DES É.-U.	21,587	21,357	230	1.1%	100.0%	100.0%

En 1995, l'offre totale de gaz des États-Unis a atteint $21\,857\,10^9\text{pi}^3$, soit une augmentation de $230\,10^9\text{pi}^3$ par rapport à l'an dernier. Les importations nettes de gaz canadien représentaient 84 % de cette augmentation, tandis que la production intérieure en représentait 43 %. Une baisse des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) et de gaz mexicain a tempéré la croissance globale de l'offre de gaz.

Production intérieure de gaz naturel des États-Unis

La production intérieure des États-Unis a augmenté de $99\,10^9\text{pi}^3$ en 1995 pour atteindre $18\,975\,10^9\text{pi}^3$. La production de gaz semble se stabiliser, ayant connu une forte croissance en 1993 et 1994, période où les prix à la tête des puits ont été les plus élevés en 15 ans. La figure 2 montre la production mensuelle et la moyenne mobile de la production des États-Unis pour la période de 1993-1995.

Figure 2



Production et forage régionaux aux États-Unis

Le secteur *onshore* de la côte du Golfe (Texas, Louisiane, Mississippi et Alabama) a fourni plus de 34 % de la production totale des États-Unis. En 1995, la production du secteur est demeurée fixe, à $6\,544\,10^9\text{pi}^3$. Le secteur *offshore* du Golfe (les eaux des États et les eaux fédérales au large du Texas, de la Louisiane, du Mississippi et de l'Alabama) a fourni 27 % de la production des États-Unis.

Cette année, la production de ce secteur a baissé marginalement à $5\,030\,10^9\text{pi}^3$.

Du point de vue des gazoducs et des marchés, les secteurs *onshore* et *offshore* de la côte du Golfe ne forment qu'une seule région, fournissant plus de 60 % de la production totale des États-Unis. La faible croissance de la production des États-Unis en 1995 était principalement attribuable à la piètre croissance de la production de la région de la côte du Golfe. La production de cette région, en 1995, a été de $11\,574\,10^9\text{pi}^3$, en baisse de $13\,10^9\text{pi}^3$ par rapport à l'année antérieure. Cette stagnation contraste nettement avec la situation des deux années antérieures, lorsque la production de la côte du Golfe a augmenté fortement (de $197\,10^9\text{pi}^3$ en 1993 et de $351\,10^9\text{pi}^3$ en 1994).

La faible activité de forage est la principale raison de l'absence de croissance de la production dans la région de la côte du Golfe. Il est estimé qu'en 1995, le nombre de puits forés dans le secteur *onshore* de la région de la côte du Golfe a chuté à 2 961, soit une baisse de 4 % par rapport à 1994, tandis que le nombre de puits forés dans le secteur *offshore* s'est élevé à 182, soit le même qu'en 1994.

La prochaine grande région productrice aux États-Unis est celle du milieu du continent (Arkansas, Kansas, Oklahoma et Missouri), dont provient 14 % du gaz. En 1995, la production de cette région a baissé de $25\,10^9\text{pi}^3$ à $2\,704\,10^9\text{pi}^3$. La chute de 8 % du forage en 1995 (à 1 318 puits) est un facteur clé de cette diminution.

La plus grande partie du reste de la production des États-Unis provient des régions du Nouveau-Mexique, soit 8 %, et des Rocheuses (Colorado, Wyoming, Utah), soit 7 %. La production de ces régions a augmenté, en 1995, d'un total de $88\,10^9\text{pi}^3$ pour atteindre $2\,915\,10^9\text{pi}^3$. En 1995, le nombre de puits forés au Nouveau-Mexique est demeuré fixe à 181, tandis qu'il a baissé à 817 dans les Rocheuses, soit une chute de 33 %. Ces régions, à la différence de celles de la côte du Golfe et du

milieu du continent, ont pu accroître la production gazière sans augmenter le forage en raison de leur capacité excédentaire de production à la tête des puits.

Flux régionaux de gaz aux États-Unis

L'examen des changements dans la production exportable nette (production régionale moins demande interne) des régions des États-Unis révèle les perspectives des exportations de gaz canadien vers les marchés du gaz des États-Unis.

La production totale de la côte du Golfe a diminué de $13 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ en 1995, tandis que la consommation de gaz y a augmenté de $74 \cdot 10^9 \text{pi}^3$. Il s'ensuit qu'il y avait $87 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de moins de gaz pouvant quitter la région par comparaison à l'an dernier. Dans la région du milieu du continent, la production a baissé de $25 \cdot 10^9 \text{pi}^3$, tandis que la consommation y a augmenté de $172 \cdot 10^9 \text{pi}^3$, d'où $197 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de moins de gaz pouvant quitter la région.

Les corridors des gazoducs à grande capacité liant la côte du Golfe et le milieu du continent aux régions consommatrices du Midwest et du nord-est des États-Unis sont importants pour le gaz canadien. La diminution du flux de gaz de ces régions fournisseuses développées vers le nord des États-Unis crée une possibilité d'augmenter les exportations de gaz canadien.

La production des régions du Nouveau-Mexique et des Rocheuses américaines a augmenté de $88 \cdot 10^9 \text{pi}^3$, tandis que la demande a monté de $58 \cdot 10^9 \text{pi}^3$, d'où une légère augmentation ($30 \cdot 10^9 \text{pi}^3$) de leur production exportable. La majorité de cet excédent a abouti sur le marché hautement concurrentiel de la Californie.

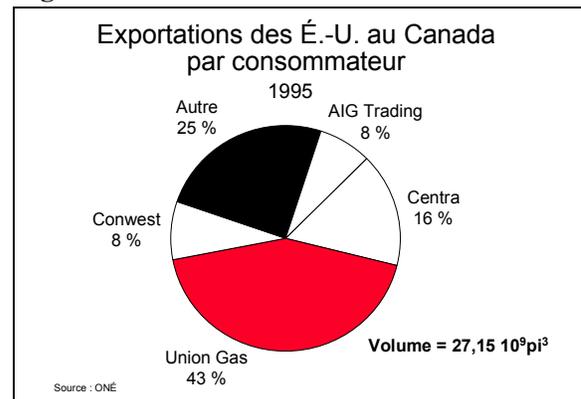
Importations nettes du Canada

En 1995, les importations nettes des États-Unis du Canada ont atteint $2\,721 \cdot 10^9 \text{pi}^3$, soit une augmentation de $203 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ par rapport à l'année antérieure.

Comme l'indique la figure 3, les exportations des États-Unis vers le Canada sont relativement

mineures. Le volume exporté en 1995 a diminué de 38 % par rapport au niveau de 1994, pour s'établir à environ $27 \cdot 10^9 \text{pi}^3$, principalement en raison des prix concurrentiels du gaz canadien.

Figure 3



Par contre, les États-Unis ont importé $2\,748 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de gaz canadien, soit $241 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de plus que l'année précédente. En 1995, le gaz canadien a été la plus grande source nette (84 %) de l'augmentation de l'offre de gaz sur le marché des États-Unis.

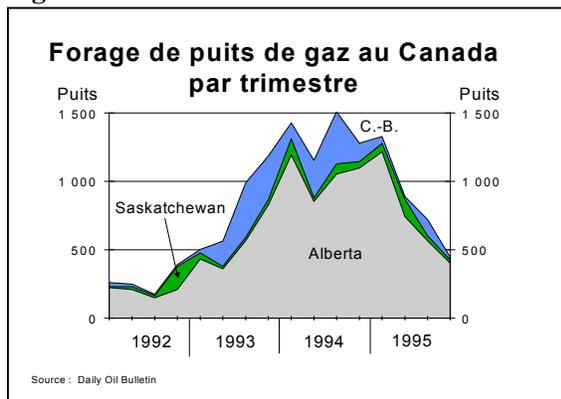
La production de gaz canadien a augmenté de $339 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ (7 %) en 1995 pour atteindre $5\,241 \cdot 10^9 \text{pi}^3$. En 1995, 52 % de la production canadienne a été exportée vers les États-Unis.

La capacité de production canadienne à la tête des puits dépasse la somme de la demande locale ajoutée à la capacité des gazoducs. Il s'ensuit que les marchés locaux de l'Ouest canadien ont un excédent de gaz et que les prix y sont historiquement bas, tant en chiffres absolus que relativement aux prix du gaz sur les autres marchés nord-américains.

Malgré le bas niveau des prix du gaz et l'existence d'une capacité de production à la tête des puits sous-utilisée, le forage demeure plutôt actif au Canada, comme l'indique la figure 4. D'un bas niveau de 908 en 1992, le nombre de puits forés a grimpé à 3 327 en 1993, 5 300 en 1994 et 3 386 en 1995. Le niveau de forage de 1995 est en baisse de 36 %

par rapport à 1994, mais il demeure élevé par rapport aux années antérieures. Une des raisons pour lesquelles le forage réagit plus lentement à une baisse des prix au Canada qu'aux États-Unis est la différence au chapitre du financement par actions.

Figure 4



Comme c'est le cas dans les régions des Rocheuses américaines et du Nouveau-Mexique, les augmentations de la production de gaz au Canada ne dépendent pas de l'accroissement du forage, puisqu'il existe une capacité de production inutilisée. Par exemple, en 1992, le nombre de puits de gaz forés a atteint un creux historique, mais la croissance de la production canadienne est demeurée forte (10 % par année) en 1992 et 1993.

Importations nettes de GNL

En 1995, les États-Unis ont exporté plus de GNL qu'ils en ont importé. La Philips Alaska Natural Gas Corporation et la Marathon Oil Company exportent du GNL du sud de l'Alaska vers le Japon. En 1995, les exportations se sont élevées à $72 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, soit $63 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ de plus que l'an passé. Ces exportations visent du gaz qui n'est pas accessible aux marchés canadiens et américains et ne sont donc pas particulièrement pertinentes pour les besoins de la présente analyse.

En 1995, les États-Unis ont importé $20 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ de GNL de l'Algérie, soit une baisse de 60 % par rapport à l'année antérieure. Les

importations de GNL représentent moins de 1 % de l'offre totale des États-Unis.

Il y a aux États-Unis deux terminaux de GNL qui reçoivent du gaz de Sonatrach, en Algérie : Everett, au Massachusetts, et Lake Charles, en Louisiane. À la fin de 1994, Sonatrach a entrepris une importante rénovation de ses usines de liquéfaction de gaz en Algérie. Les expéditions de GNL aux États-Unis ont par conséquent diminué de 60 %. La réduction des expéditions de GNL vers les États-Unis devrait se poursuivre en 1996, jusqu'à ce que les terminaux d'Algérie fonctionnent de nouveau à pleine capacité.

Le terminal/établissement de regazéification de GNL de Cove Point, au Maryland, a rouvert en 1995. Toutefois, il sert à liquéfier et à stocker du gaz produit aux États-Unis en vue de regazéification au moment des périodes de demande de pointe. Essentiellement, il fonctionne comme une installation de stockage et n'influera donc pas sur les importations de GNL des États-Unis. Quant au terminal/établissement de regazéification d'Elba Island, en Géorgie, il sera rouvert en 1996-1997, mais il devrait aussi servir principalement au stockage.

Importations nettes du Mexique

Les exportations des États-Unis vers le Mexique demeurent plus élevées que les importations depuis ce pays, d'où une légère diminution de l'offre de gaz sur le marché intérieur.

Les exportations de gaz des États-Unis vers le Mexique ont augmenté à $55 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, contre $37 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ en 1994. Les attentes largement répandues quant à une croissance rapide de la demande de gaz au Mexique et à d'importantes importations (plus de $200 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$) depuis les États-Unis ne se sont pas encore matérialisées. Les attentes des États-Unis au chapitre de l'augmentation des exportations se fondaient sur la conversion, au Mexique, des centrales électriques alimentées au mazout et sur l'incapacité de PEMEX de répondre à la

demande accrue de gaz. La conversion des centrales accuse beaucoup de retard et l'augmentation de la demande mexicaine ne s'est pas encore manifestée.

En 1995, les États-Unis ont importé $5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de gaz mexicain. Au Mexique, l'équilibre de l'offre de gaz est géré par la société pétrolière et gazière nationale, PEMEX. Comme la capacité de stockage de gaz au Mexique est négligeable, les exportations vers les États-Unis servent de «soupape de décharge», lorsque la production de gaz de PEMEX excède la demande intérieure.

Durant les derniers mois de 1995, PEMEX avait du gaz excédentaire et a exporté environ $150 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ au Texas. Ce léger surplus du Mexique est attribuable à la préparation de PEMEX à une montée en flèche de la demande intérieure de gaz naturel en 1998. La réglementation mexicaine restreignant les émissions est censée entrer en vigueur en 1998 et devrait accroître de beaucoup la demande intérieure de gaz, puisque les usines et les centrales électriques seront obligées de passer du mazout au gaz.

Considérations relatives au stockage aux États-Unis

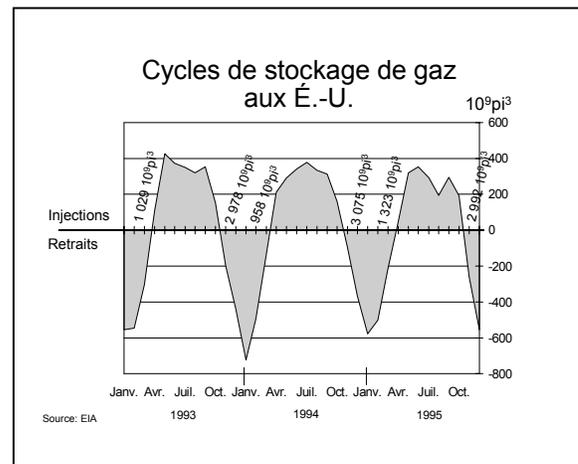
Le stockage influe grandement sur l'offre, la demande et les prix du gaz en Amérique du Nord. Aux États-Unis, d'énormes volumes de gaz naturel, environ $3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$, sont stockés dans des réservoirs souterrains au cours de la période d'avril à octobre pour en être retirés durant celle de novembre à mars.

À peu près les mêmes quantités de gaz sont stockées chaque année. C'est le temps surtout qui détermine si ce volume est insuffisant, excessif ou adéquat. Les stocks restants constituent donc la mémoire du marché gazier et sont un très manifeste signal de prix. Les stocks sont bas si les injections ont été basses ou la demande a été forte, et un bas niveau de

stocks tend à favoriser les augmentations de prix.

La figure 5 illustre les cycles de stockage aux États-Unis. La partie au-dessus de la ligne horizontale représente les injections et celle au-dessous les retraits. La figure indique aussi le niveau de gaz de travail au début et à la fin de chaque cycle de stockage.

Figure 5



Le cycle de retrait de novembre 1994 à mars 1995 s'est terminé avec $1 323 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de gaz en stock. Ce volume était assez élevé par comparaison aux années antérieures (quelque $300 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de plus). Comme les stocks étaient à un niveau élevé au début du cycle d'injection, la demande relative au stockage en 1995 a été faible, ce qui a contribué aux bas prix du gaz pendant la plus grande partie de 1995. Le cycle d'injection s'est terminé avec $2 992 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ en stock, soit $83 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de moins que l'an passé.

Par suite de la forte demande de gaz observée en novembre et décembre 1995, les retraits ont été élevés, d'où un niveau de stocks beaucoup plus bas au début de 1996 que l'an passé aux États-Unis. Il devrait s'ensuivre une forte demande de gaz aux États-Unis pour refaire les stockages au début de 1996, ce qui devrait donc maintenir les prix du gaz.

ii) Demande

Cette section porte sur la demande de gaz naturel en 1995 selon l'utilisation finale aux États-Unis (voir le tableau 2). Les données présentées viennent principalement de l'EIA. En raison du décalage de la production des rapports de l'EIA, des estimations ont été faites pour le dernier mois de l'année. Par souci de concision, des explications régionales ne sont fournies que lorsqu'il y a des changements dramatiques par rapport à l'année antérieure.

La demande de gaz selon l'utilisation finale a augmenté de près de $19,7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ en 1995. L'augmentation de 17 % de la consommation depuis 1990 a porté les niveaux de consommation de 1995 à près de la moitié d'un point de pourcentage de la consommation sans précédent de 1972. Au total, la demande de gaz selon l'utilisation finale a augmenté de $747 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ en 1995, soit 4 % de plus que l'année antérieure.

Tableau 2

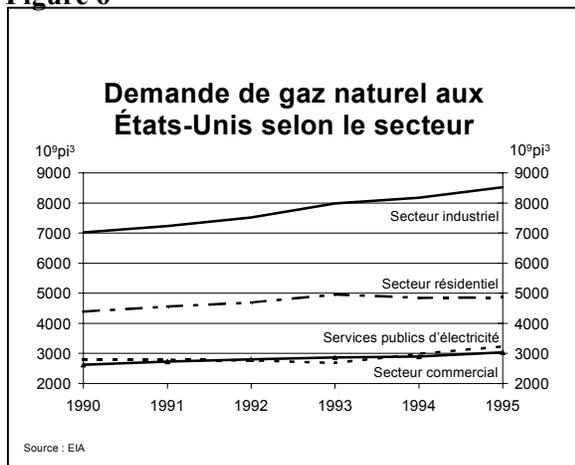
Demande de gaz naturel aux États-Unis				
	1995	1994	Différence	Changement
	(10^9pi^3)	(10^9pi^3)	(10^9pi^3)	(%)
Demande selon l'utilisation finale				
Secteur résidentiel	4,860	4,848	12	0.2%
Secteur commercial	3,038	2,895	143	4.9%
Secteur industriel	8,526	8,179	347	4.2%
Services publics d'électricité	3,232	2,987	245	8.2%
Total partiel	19,656	18,909	747	4.0%
Gaz utilisé dans les opérations*	1,915	1,845	70	3.8%
DEMANDE TOTALE	21,571	20,754	817	3.9%

* Combustible d'usine et de gazoduc

Secteurs résidentiel / secteur commercial

En 1995, la demande de gaz du secteur résidentiel a été essentiellement la même qu'en 1994, étant restée à $4,9 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ (voir la figure 6). C'est la deuxième année que la demande de gaz du secteur résidentiel est éte. Il n'y a là rien d'inhabituel puisque la demande de gaz du secteur résidentiel dépend largement des degrés-jours de chauffage. Il n'y a de croissance soutenue que lorsque la demande de nouveaux clients dépasse les améliorations au chapitre de l'efficience.

Figure 6



En 1995, la demande de gaz du secteur commercial a augmenté de $143 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ou 4,9 %, la consommation annuelle ayant atteint $3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. La croissance de la demande est largement attribuable aux gains faits durant les deuxième et troisième trimestres. L'évolution des volets du secteur commercial explique en partie cela.

La plus grande partie de la demande du secteur commercial est liée au chauffage des locaux et, par conséquent, est fortement influencée par les degrés-jours de chauffage. Toutefois, hors de la période de chauffage, la demande est de plus en plus influencée par la production indépendante d'électricité et la climatisation. Ces nouvelles utilisations ont aidé la demande de gaz du secteur commercial à afficher une croissance continue au cours des quelques dernières années et contribueront à niveler la courbe de la demande saisonnière.

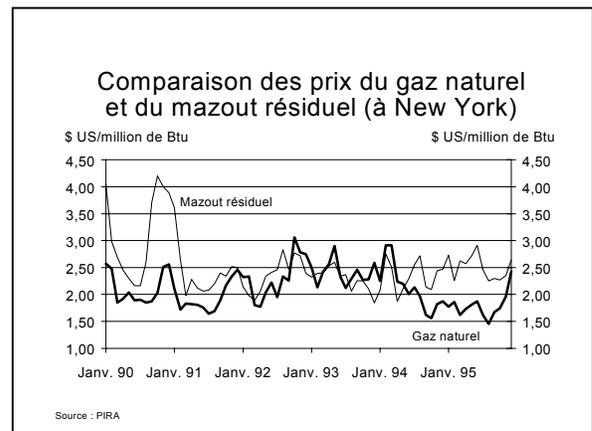
Secteur industriel

En 1995, la demande annuelle de gaz du secteur industriel a augmenté de $347 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ou 4,2 % et se situe maintenant à $8,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. Ce secteur est à l'origine d'une grande partie des récents gains de la demande de gaz aux États-Unis. Entre 1990 et 1995, la demande de gaz du secteur industriel a augmenté de $1,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. Cette croissance est attribuable à trois facteurs.

Premièrement, il y a eu une croissance économique réelle notable aux États-Unis durant la période de 1990-1995 et une augmentation correspondante de la consommation d'énergie par le secteur industriel. L'index manufacturier axé sur le gaz a connu une saine croissance en 1995, ayant progressé de près de 4 %. Les principaux utilisateurs industriels de gaz sont les entreprises de produits chimiques, les aciéries, les raffineries de pétrole et les papeteries.

Deuxièmement, et ce qui est des plus importants en 1995, il y a l'avantage concurrentiel des prix du gaz naturel par rapport à ceux d'autres combustibles. La figure 7 compare les prix du gaz et du mazout résiduel relevés dans la région de New York. Les clients industriels ont utilisé plus de gaz en 1995, en raison du plus grand écart de prix depuis plusieurs années.

Figure 7



Le troisième facteur est l'inclusion du volume de gaz naturel consommé pour la production indépendante d'électricité, qui est actuellement

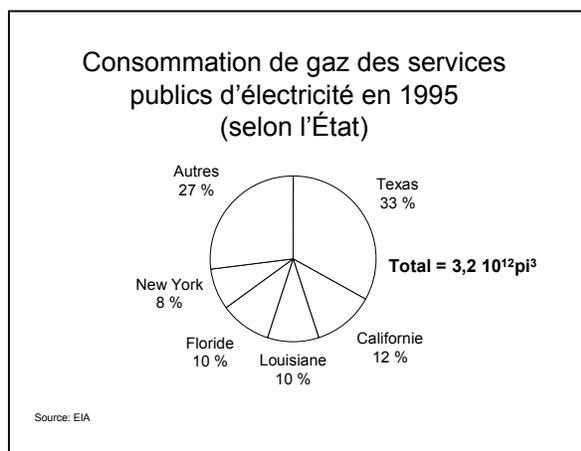
estimé à $2 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. La réglementation a favorisé l'émergence de ce volet de la demande. Une partie importante de la récente croissance de la demande du secteur industriel est attribuable à la production indépendante d'électricité.

Sur une base régionale, une grande partie de la croissance de la demande de gaz du secteur industriel émane de l'est des États-Unis. Est d'une importance particulière, cette année, l'énorme bond de la consommation de l'État de New York (25 % de l'augmentation globale aux États-Unis), qui est largement attribuable au démarrage du projet «Independence» de 1 000 MW de Sithe Energies, dont la consommation peut atteindre $200 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ de gaz naturel (voir la section de l'analyse de la région du Nord-Est pour plus de détails).

Services publics d'électricité

En 1995, la demande de gaz naturel du marché des services publics d'électricité a augmenté de $245 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ou 8,2 % pour atteindre un total de $3,2 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. Comme dans le secteur industriel, les bas prix du gaz naturel sont la principale raison de l'augmentation. Le secteur des services publics d'électricité est unique en ce que cinq États consomment presque 75 % du gaz utilisé pour produire de l'électricité (figure 8).

Figure 8



Les gains les plus importants ont été faits dans les États de la Floride et de New York qui ont historiquement consommé beaucoup de mazout pour produire de l'électricité. L'achèvement de l'agrandissement du gazoduc de Florida Gas Transmission (plus de $500 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) en mars 1995 a permis d'employer près de $200 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ de l'augmentation de l'offre de gaz pour répondre principalement à la demande des services publics d'électricité. En Floride, la part du marché du gaz dans la production d'électricité a augmenté de 14 % en 1994 à 23 % en 1995. L'agrandissement du gazoduc et les bas prix du gaz ont érodé considérablement la demande de mazout (baisse de 43 %).

Dans le secteur des services publics d'électricité de l'État de New York, le gaz naturel à prix concurrentiel a largement remplacé le mazout dans la production mixte d'électricité. L'augmentation de 50 % de la consommation de gaz indique qu'il est le combustible de choix. Le gaz naturel sert à la production de 25 % de toute l'électricité dans l'État de New York, tandis que la part du marché du mazout a diminué de 13 % à 8 %.

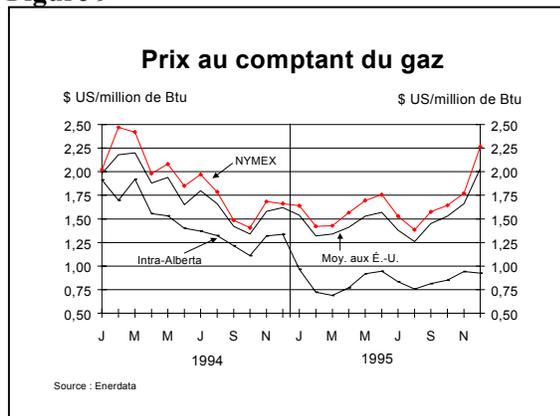
Les bas prix du gaz ont fait s'éroder la part des marchés du mazout et du charbon dans plusieurs autres États également. La demande a doublé ou triplé par rapport au niveau d'il y a deux ans dans les États du Mississippi, du Massachusetts, du Michigan, du Connecticut et de la Pennsylvanie.

Enfin, la croissance globale observée dans le secteur des services publics d'électricité est particulièrement notable compte tenu de la chute dramatique de la consommation en Californie. Dans cet État, la demande de gaz des services publics d'électricité a fléchi de 32 % par rapport au niveau anormalement élevé de 1994, par suite de la reprise de la production d'hydro-électricité et les températures estivales plus fraîches.

iii) Prix

Cette section porte sur deux importants phénomènes observés au cours de la dernière année : la volatilité générale des prix au comptant aux États-Unis et la divergence des prix entre l'est et l'ouest du continent. La figure 9 montre le prix au comptant moyen du gaz aux États-Unis, le prix sur le NYMEX et le prix au comptant intra-Alberta (au AECO C) en 1994 et 1995.

Figure 9



Le bas prix au comptant du gaz de 1994 a subsisté jusqu'en 1995 aux États-Unis. Pendant la plus grande partie de 1995, les prix se sont situés autour de 1,50 \$ US le million de Btu jusqu'à la montée de novembre/décembre qui a ramené les prix aux environs de 2 \$ US le million de Btu.

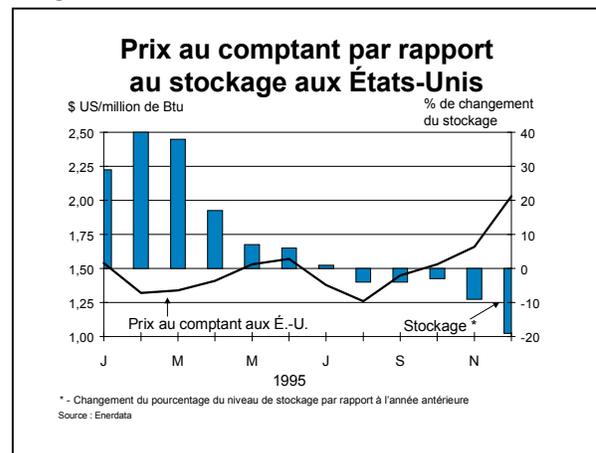
La pression en baisse sur les prix observée pendant la plus grande partie de 1995 résultait largement de l'interaction de l'offre, de la demande et du stockage durant la période de chauffage de 1994-1995. La demande ayant été plus faible que l'année antérieure, durant la période de chauffage, les stocks n'ont pas été diminués autant que prévu, ce qui a maintenu le pic des prix de la période de chauffage en bas et exercé une pression en baisse sur les prix durant les mois suivants.

Vers la fin de 1995 (le début de la période de chauffage), les conditions climatiques ont changé de façon dramatique. Bien que l'offre (y compris la production intérieure et les importations de gaz du Canada) ait augmenté

aux États-Unis durant l'année, la demande l'a dépassée.

Les températures froides inhabituelles de novembre 1995 ont établi la base de prix élevés pour le reste de la période de chauffage. Les provisions stockées ont été consommées plus tôt que prévu et, par conséquent, les acheteurs se sont tournés vers le marché au comptant. Comme le montre la figure 10, cette situation a exercé une pression en hausse sur les prix au comptant ainsi que sur les contrats NYMEX restants pour l'hiver en cours.

Figure 10



La figure 9 indique également la divergence des prix entre le marché intra-Alberta et NYMEX. Des différences de prix semblables se sont développées entre les bassins de l'ouest des États-Unis et NYMEX. Les prix au comptant intra-Alberta étaient isolés de l'augmentation des prix dans l'est des États-Unis, d'où des différences de prix inhabituellement élevées durant la dernière partie de l'année.

L'écart des prix ou l'accroissement de l'écart par rapport à la base entre les régions productrices de l'Ouest et de la côte du Golfe est attribuable à une combinaison de facteurs. En 1994, la capacité productrice des bassins de l'Ouest (États-Unis et Canada) a augmenté plus rapidement que la demande (en raison de taux élevés de forage), menant à un surplus croissant

de l'offre. Toutefois, le manque de capacité de réserve des gazoducs a empêché les producteurs de l'Ouest d'acheminer la production excédentaire de gaz vers les marchés de l'Est où la demande était forte. Il en est résulté une concurrence intense sur les marchés producteurs de l'Ouest, ce qui a contribué à la baisse continue des prix intra-Alberta.

En même temps, la demande de gaz dans les régions de la côte du Golfe et du milieu du continent a excédé la capacité de production à la tête des puits, ce qui a fait augmenter les prix dans ces régions fournisseuses et sur les marchés qu'elles servent. Les producteurs des régions de la côte du Golfe et du milieu du continent avaient une ample capacité

d'acheminement aux marchés plus riches de l'Est, mais la capacité de production à la tête des puits y était limitée.

Un autre facteur clé de la dépression des prix dans l'Ouest est la baisse importante de la demande, surtout en Californie. La production d'hydro-électricité est demeurée élevée pendant toute l'année, aux dépens du gaz naturel. En outre, les douces températures hivernales en Californie ont sensiblement réduit la demande résidentielle durant le quatrième trimestre de 1995. Compte tenu, en outre, d'une importante capacité excédentaire des gazoducs vers la région de l'Ouest et d'une ample capacité de production, les prix ont plongé.

B. Exportations de gaz naturel canadien

i) Prix

Les tendances des prix aux États-Unis ont influé directement sur les prix du gaz canadien exporté en 1995. Les prix moyens à l'exportation (mesurés à la frontière internationale) ont diminué de 20 % depuis 1994 pour s'établir à 1,48 \$ le million de Btu en 1995. Les prix à l'exportation étaient en général à leur plus bas niveau depuis la déréglementation en 1986.

Sur une base annuelle, les prix à l'exportation à long terme ont diminué de 14 % à 1,74 \$ US le million de Btu en 1995, tandis que les prix à l'exportation à court terme ont baissé de 25 % à 1,25 \$ US le million de Btu (voir le tableau 3). Cette situation reflétait la baisse générale des prix sur le marché au comptant en Amérique du Nord

Tableau 3

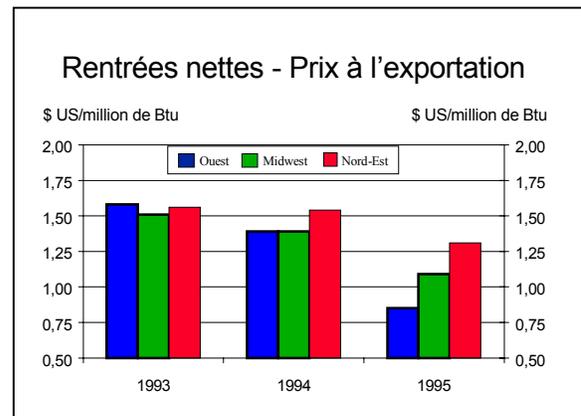
Prix globaux du gaz canadien				
		\$ US/million de Btu, frontière intern.		
Année	Mois	LT	CT	Moy.
1995	Janvier	1.85	1.39	1.60
	Février	1.77	1.13	1.42
	Mars	1.65	1.09	1.35
	Avril	1.68	1.11	1.38
	Mai	1.77	1.23	1.49
	Juin	1.75	1.20	1.47
	Juillet	1.65	1.15	1.39
	Août	1.56	1.06	1.31
	Septembre	1.72	1.15	1.44
	Octobre	1.77	1.19	1.49
	Novembre	1.79	1.45	1.59
	Décembre	1.92	1.67	1.77
Total 1995		1.74	1.25	1.48
Total 1994		2.03	1.68	1.86
% de changement		-14.3	-25.6	-20.4

LT (licence à long terme) - plus de deux ans.
CT (commandes à court terme) - moins de deux ans.

L'écart des prix entre l'Est et l'Ouest ressort de la comparaison des rentrées nettes à la sortie de l'usine dans les diverses régions exportatrices du Canada. Comme l'illustre la figure 11, la

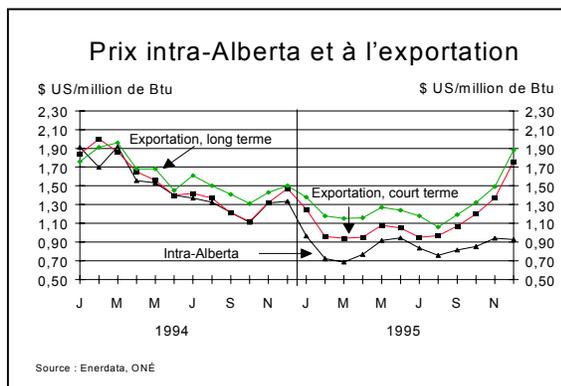
parité des prix de 1993 et 1994 s'est transformée en marches d'escalier en 1995. La capacité excédentaire des gazoducs résultant d'agrandissements, les décisions relatives aux droits et la demande inférieure aux prévisions ont considérablement réduit les rentrées nettes provenant de la région de l'Ouest. Par contre, les rentrées nettes des exportations à la région du Nord-Est ont été les plus fortes en raison de la proportion élevée de contrats à long terme et de l'avantage d'avoir pu bénéficier de la hausse des prix dans la région en fin d'année.

Figure 11



Bien que les exportateurs aient connu une diminution des prix en 1995, cette dernière a été moins marquée que la baisse des prix intra-Alberta. La concurrence intense entre les producteurs de gaz et le nombre limité d'autres débouchés ont fait s'accroître l'écart entre les prix intra-Alberta et à l'exportation, tant à long terme qu'à court terme. Cet écart, qui a tourné autour de 0,12 \$ US le million de Btu en 1994, a commencé à s'agrandir au dernier trimestre de 1995 pour atteindre plus de 0,90 \$ US le million de Btu en décembre (voir la figure 12).

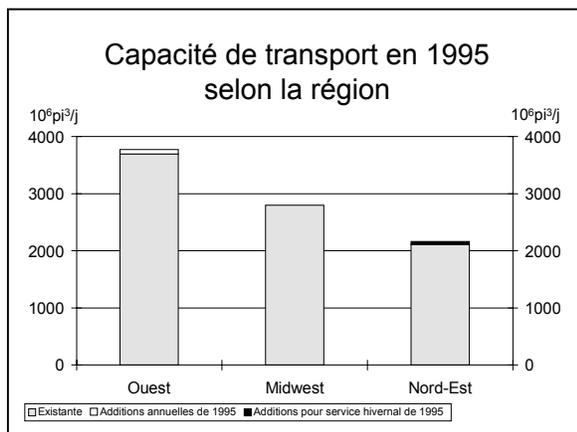
Figure 12



ii) Capacité/volume

La capacité des gazoducs a augmenté marginalement en 1995. La capacité d'exportation vers les régions du Nord-Est et de l'Ouest a augmenté par suite de l'agrandissement des installations aux points d'exportation d'Iroquois, de Niagara Falls et de Huntingdon. La capacité d'exportation vers le Midwest est demeurée au niveau de 1994 (voir la figure 13).

Figure 13



La capacité du point d'exportation d'Iroquois a été augmenté de 50 10⁶pi³/j pour la période hivernale. Cette addition visait à permettre d'accroître les exportations vers le Nord-Est pendant les mois d'hiver. La capacité d'exportation totale à Iroquois a ainsi été portée 823 10⁶pi³/j pendant 151 jours durant la période de chauffage hivernale. Un

agrandissement mineur (7,5 10⁶pi³/j) a également été réalisé au point d'exportation de Niagara Falls pour servir les marchés du Nord-Est.

La capacité totale du point d'exportation de Huntingdon a été accrue de 80 10⁶pi³/j. Westcoast a augmenté sa capacité d'exportation en vue d'accroître les livraisons aux clients par le réseau de Northwest Pipeline. La capacité d'exportation totale au point d'exportation de Huntingdon est maintenant de 1 045 10⁶pi³/j. Un gazoduc de 113 10⁶pi³/j a également été construit pour servir de nouveaux clients au Nevada. La capacité à la frontière internationale n'a pas été accrue par suite de ce projet. La capacité en amont pour ce projet a été obtenue aux termes du programme de libération de capacité de PG&E.

En 1995, les volumes des exportations de gaz canadien ont augmenté de 10 % par rapport à l'année antérieure pour atteindre 2 748 10⁹pi³ (voir le tableau 4). Les exportations de gaz vers toutes les régions étaient en hausse en 1995 et il en est question dans la prochaine section.

Dans le présent rapport, les exportations que sous-tend une capacité de transport garanti sont classées comme étant garanties, tandis que les autres exportations sont enregistrées comme étant interruptibles. La part des ventes garanties et interruptibles est demeurée inchangée par rapport à l'année passée. Les ventes garanties, qui représentaient 79 % des exportations totales, ont augmenté de 10 % à environ 2 174 10⁹pi³. Les exportations interruptibles se sont accrues de 7 % et ont terminé l'année à 574 10⁹pi³.

Bien qu'une croissance de 10 % des exportations soit appréciable, les exportations de gaz canadien vers les États-Unis ont augmenté en moyenne de 15 % par année au cours de la période de 1990-1994. La croissance réduite des exportations est attribuable à l'absence de construction de gazoducs et au fait que la capacité des gazoducs

Tableau 4

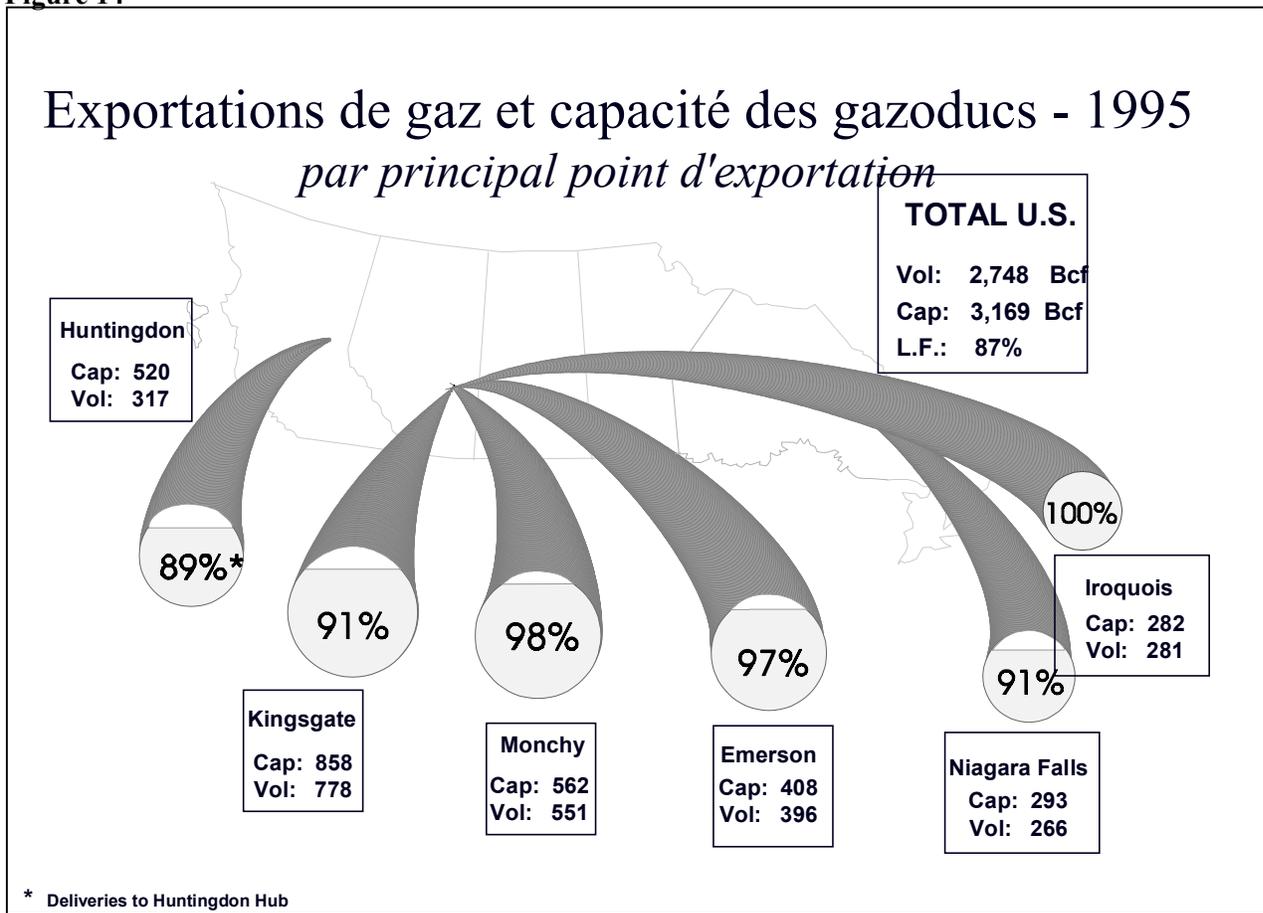
Volumes globaux d'exportation de gaz canadien (10⁹pi³)

Année	Mois	Garanti	Interruptible	Total
1995	Janvier	184.1	64.0	248.2
	Février	167.1	58.0	225.1
	Mars	187.4	60.2	247.6
	Avril	173.9	46.7	220.6
	Mai	172.7	42.2	214.9
	Juin	172.6	44.5	217.1
	Juillet	173.9	49.1	223.1
	Août	183.9	43.5	227.3
	Septembre	181.9	39.7	221.5
	Octobre	190.8	41.6	232.3
	Novembre	185.6	36.8	222.4
	Décembre	200.4	47.9	248.4
Total 1995		2,174.2	574.2	2,748.4
Total 1994		1,971.0	536.7	2,507.7
% de changement		10.3	7.0	9.6

existants vers les États-Unis approche la pleine utilisation.

Le facteur global d'utilisation des gazoducs capables d'exporter du gaz vers les États-Unis a été de 87 %. Sur une base régionale (les gazoducs particuliers étant exclus), les facteurs de charge étaient les suivants : région de l'Ouest, 90 %; Midwest, 99 %; Nord-Est, 96 %. La figure 14 illustre la capacité totale par point d'exportation et les facteurs d'utilisation correspondants.

Figure 14



iii) Analyse régionale

La région de l'Ouest

La région de l'Ouest		Statistiques		
 <p>Californie Idaho Nevada Oregon Washington</p>		1995	1994	% de changement
		Exportations canadiennes à la région de l'Ouest (10 ⁹ pi ³)	1095	992
Prix moyen à la frontière internationale (\$ US/million de Btu)	1,03	1,63	-37 %	
Prix moyen à la sortie de l'usine (\$ US/million de Btu)	0,85	1,45	-41 %	
Recettes (\$ CAN)	1 576	2 245	-30 %	
Consommation de gaz dans la région de l'Ouest (10 ⁹ pi ³)				
• Secteur résidentiel	606	636	-5 %	
• Secteur commercial	374	359	4 %	
• Secteur industriel	928	892	4 %	
• Services publics d'électricité	477	662	-28 %	
Consommation totale de gaz naturel	2 385	2 549	-6 %	

La région de l'Ouest est une région nouvellement définie pour les besoins de notre analyse et réunit les marchés de la Californie et du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. Les principales raisons de ce changement sont le remaniement de l'accord d'exportation d'Alberta and Southern et le prolongement des réseaux de Pacific Gas Transmission (PGT) et de Northwest Pipeline (NWPL) jusqu'à cette région. En outre, la construction du nouveau gazoduc de Tuscarora exige l'inclusion du Nevada dans ce marché régional.

La demande totale de gaz naturel dans la région de l'Ouest a été de 2 385 10⁹pi³ en 1995. Il s'agit d'une baisse de 164 10⁹pi³, ou 6 %, par rapport à 1994, mais la demande dépasse néanmoins le niveau de 1993. Rappelons que la consommation de 1994 a été anormalement élevée en raison de la diminution de la production d'hydro-électricité et de températures estivales plus chaudes que la normale.

La Californie est l'État qui domine au chapitre de la demande de gaz, qui représente environ 80 % de la demande régionale. Ainsi, les changements survenant dans cet État déterminent la situation régionale. Cette année,

la demande de la Californie a diminué de 184 10⁹pi³. Les gains réalisés dans les secteurs commercial et industriel ont été éclipsés par la baisse de 192 10⁹pi³ de la demande des services publics d'électricité, qui ont consommé 410 10⁹pi³ en 1995. La diminution est attribuée aux hauts niveaux de précipitation en 1995 par comparaison aux niveaux relativement bas de 1994.

En ce qui concerne l'ensemble de la région, le temps plus doux que la normale au quatrième trimestre a fait baisser de 4,7 % la demande globale du secteur résidentiel, qui s'est établie à 606 10⁹pi³. Des gains ont été faits dans les secteurs commercial et industriel dont la demande a augmenté, respectivement, de 2,6 % à 374 10⁹pi³ et de 4 % à 928 10⁹pi³. La demande des services publics d'électricité a fléchi de 28 % pour s'établir à 477 10⁹pi³ en 1995.

Les exportations canadiennes à la région de l'Ouest ont atteint 1 095 10⁹pi³ en 1995, soit 10 % de plus qu'en 1994. Les prix concurrentiels et l'absorption de la capacité de réserve résultant de l'agrandissement de novembre 1993 de PGT sont à l'origine de l'augmentation.

La combinaison d'exportations plus élevées et d'une demande plus basse de gaz a fait augmenter la part canadienne du marché du gaz de l'Ouest. La part du marché du Canada a atteint 46 %, contre 39 % en 1994 et 33 % en 1993.

Westcoast a accru sa capacité d'exportation au carrefour de Huntingdon de $80 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ en novembre 1995. Il s'ensuit que la capacité de NWPL atteint maintenant $1\,045 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$. Les facteurs de charge moyens sur Kingsgate et Huntingdon, respectivement, ont été de 92 % et 61 % en 1995.

Le facteur de charge de 61 % enregistré au point d'exportation de Huntingdon pourrait mener à conclure erronément que les volumes des exportations pourraient être facilement augmentés. Ce n'est pas le cas. Les livraisons de Westcoast au carrefour de Huntingdon ont atteint en moyenne 89 % en 1995 (98 % durant les mois d'hiver). Ces livraisons sont faites à NWPL en vue d'exportation, à trois gazoducs d'exportation particuliers et à BC Gas pour les marchés intérieur et étranger. Durant de nombreux mois d'hiver, les livraisons intérieures plus élevées faites en aval de Huntingdon limitent la quantité de gaz qui peut être exportée (même s'il est satisfait aux obligations contractuelles en s'approvisionnant aux États-Unis par l'entremise de NWPL). Les facteurs de charge sont en outre déprimés par les trois gazoducs particuliers qui fonctionnent constamment à des facteurs de charge de 20 %, en raison de leur surcapacité.

La proportion de gaz canadien exporté dont le transport était garanti plutôt qu'interruptible est demeurée inchangée à 70 % des exportations totales.

En 1995, le prix à la frontière internationale du gaz exporté vers la région de l'Ouest a chuté de 37 % à 1,03 \$ US le million de Btu. Les rentrées nettes canadiennes moyennes à la sortie de l'usine ont fléchi de 41 % à 0,85 \$ US le million de Btu. La diminution des prix a éclipsé l'augmentation du volume, d'où une baisse de 30 % des recettes des exportations à la frontière internationale : une perte de 498 millions \$ US.

Autres événements notables

De nombreux événements sont survenus en 1995 dans la région de l'Ouest. Même si les faits suivants sont mutuellement exclusifs, ils influent sur les exportations actuelles et futures du Canada.

Le gazoduc de Tuscarora a été achevé en novembre 1995 et a une capacité de $113 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$. Ce gazoduc est raccordé au réseau principal de PGT à Malin, Oregon, et passe par la Californie pour se rendre à Reno, Nevada. Le principal consommateur est la centrale Tracy Power de Sierra Power ($95 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$).

Un projet de prolongement de gazoduc de PGT est resté à l'état de proposition. Au printemps de 1995, PGT a fait un sondage général pour évaluer le besoin de nouvelle capacité à partir de 1997. Vu le manque d'intérêt à s'engager à long terme à des frais liés à la demande pour le marché californien déjà bien servi, le projet n'est pas allé de l'avant.

L'optimisme au chapitre de l'accroissement de la demande relative à la production d'électricité a été dégonflé par l'annulation du contrat qu'avait Bonneville Power Authority (BPA) avec Tenaska. En mai 1995, BPA a annoncé qu'elle n'achèterait pas d'électricité de l'installation de 248 MW qui était en construction. Tenaska a intenté une poursuite de 1 million \$ US pour dommages-intérêts. Shell et Husky Canada ont des licences d'exportation de gaz à long terme de 21 et $14 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$, respectivement, pour alimenter cette installation. Cette dernière pourra toujours être construite, mais son sort dépend de l'issue de la poursuite concernant l'annulation de contrat.

Certaines organisations environnementales ont été très actives dans les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique en 1994. Leurs tentatives de susciter de l'opposition à l'utilisation de gaz naturel pour produire de l'électricité en 1995 ont échoué. Comme il y avait érosion des prévisions de la demande de gaz, l'affaire a été mise en vielleuse.

Le Midwest

Le Midwest		Statistiques		
		1995	1994	% de changement
		Illinois Iowa Indiana Michigan Minnesota Montana Dakota du nord Ohio Dakota du sud Wisconsin	Exportations canadiennes au Midwest des É.-U. (10^9pi^3) Prix moyen à la frontière internationale (\$ US/million de Btu) Prix moyen à la sortie de l'usine (\$ US/million de Btu) Recettes (\$ CAN) Consommation de gaz dans le Midwest des É.-U. (10^9pi^3) <ul style="list-style-type: none"> • Secteur résidentiel • Secteur commercial • Secteur industriel • Services publics d'électricité Consommation totale de gaz naturel	1 006 1,45 1,13 1 996 1 756 865 1 661 114 4 396

La demande globale sur le marché du Midwest a augmenté de 4 % par rapport à l'année antérieure pour atteindre $4\,386\,10^9\text{pi}^3$ en 1995. Sur une base sectorielle par rapport à l'an passé, la demande du secteur résidentiel, qui représente 40 % de la demande régionale globale de gaz, a augmenté de 2,7 % pour atteindre $1\,756\,10^9\text{pi}^3$ en 1995. La demande du secteur commercial est demeurée fixe à $865\,10^9\text{pi}^3$. La demande du secteur industriel a augmenté de 5,3 % pour atteindre $1\,661\,10^9\text{pi}^3$, tandis que celle des services publics d'électricité a grimpé de 47 % pour atteindre $114\,10^9\text{pi}^3$ en 1995.

Le stockage est particulièrement important dans le Midwest où se trouve environ 40 % de la capacité totale de stockage souterrain aux États-Unis. Durant les mois de demande de pointe de l'hiver, les retraits du stockage local permettent de répondre à plus de 40 % de la demande régionale de gaz, tandis que durant les mois d'été, 40 % du gaz livré à la région sert à refaire les stocks. Ces opérations de stockage modèrent la volatilité des prix dans la région.

Les exportations totales de gaz naturel canadien vers le Midwest en 1995 ont atteint $1\,006\,10^9\text{pi}^3$, soit 7 % de plus que le niveau de $942\,10^9\text{pi}^3$ de l'an passé. La part canadienne du marché du gaz naturel du Midwest est passée à 23 %, contre 22 % l'an dernier.

Les exportations du Canada vers le Midwest ont été faites pour 94 % depuis les points d'exportation de Monchy (Foothills) et d'Emerson (TCPL). La capacité d'exportation vers le Midwest par Emerson a été évaluée à $1\,117\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ en 1995 et a servi à un facteur de charge de 97 %, contre 95 % l'an passé. À Monchy, la capacité utilisée a été de $1\,540\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ à un facteur de charge de 98 %, contre 92 % l'an passé.

La capacité à d'autres plus petits points d'exportation servant le Midwest atteint plus de $300\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$, mais elle ne sert pas exclusivement à l'exportation de gaz; elle sert parfois à en importer. Toutefois, si l'on estime à $297\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ la capacité consacrée aux exportations, le facteur de charge de ces autres points d'exportation vers le Midwest a été de 56 % en 1995.

En 1995, le prix à la frontière internationale du gaz exporté vers le Midwest a chuté de 19 % à 1,45 \$ US le million de Btu. Cette baisse était principalement attribuable à la faiblesse générale des prix du gaz en Amérique du Nord. Par exemple, les prix sur le NYMEX ont baissé de 14 %, entraînant les prix du Midwest dans leur chute. Les rentrées nettes canadiennes moyennes à la sortie de l'usine provenant du gaz exporté vers le Midwest ont fléchi de 23 % à 1,13 \$ US le million de Btu.

Malgré l'augmentation des volumes, la diminution des prix a mené à une baisse de 12 % des recettes d'exportation à la frontière internationale. Les recettes à la frontière internationale ont atteint 1,5 milliard \$ US, tandis que les recettes à la sortie de l'usine se sont élevées à 1 milliard \$ US.

Autres événements notables

Le gazoduc de Foothills en Saskatchewan a été complètement fermé pour des travaux d'entretien du 14 au 17 novembre 1995. Les

exportations de gaz vers le Midwest par Monchy ont été nulles durant ces quatre jours et novembre est le mois où le volume d'exportation vers le Midwest a été le plus faible. Les travaux s'imposaient par suite de la rupture de février 1994 du gazoduc, qu'avait causée, selon les vérifications, un fendillement provoqué par l'hydrogène produit par les réactions du tuyau au soufre contenu dans des poids de béton qui y étaient fixés. Le remplacement de tous les poids de béton sulfureux semble avoir réglé le problème.

Le Nord-Est

Le Nord-Est		Statistiques		
		1995	1994	% de changement
Exportations canadiennes au nord-est des É.-U. (10^9pi^3)		647	569	14%
Prix moyen à la frontière internationale (\$ US/million de Btu)		2,28	2,46	-8%
Prix moyen à la sortie de l'usine (\$ US/million de Btu)		1,36	1,54	-13%
Recettes (\$ CAN)		2 020	1 932	5%
Consommation de gaz dans le nord-est des É.-U. (10^9pi^3)				
Connecticut	• Secteur résidentiel	997	1 056	-6%
Maine	• Secteur commercial	648	638	2%
Massachusetts	• Secteur industriel	970	798	22%
New Hampshire	• Services publics d'électricité	433	286	51%
New Jersey	Consommation totale de gaz naturel	3,048	2,778	10%
New York				
Pennsylvanie				
Rhode Island				
Vermont				

La demande globale dans le Nord-Est a augmenté de 9,7 % par rapport à l'année antérieure pour atteindre $3\,048\,10^9\text{pi}^3$ en 1995. Il s'agit d'une importante augmentation par comparaison au taux de croissance de 2 % des deux années antérieures.

Sur une base sectorielle, la demande du secteur résidentiel, qui représente plus de 30% de la demande régionale globale de gaz, a diminué de 5,6 % à $997\,10^9\text{pi}^3$ en 1995. Malgré le temps qu'il a fait durant les premier et quatrième trimestres (respectivement plus chaud et plus froid que la normale) de 1995, l'effet net a été une diminution de la demande du secteur résidentiel. La demande de gaz du secteur commercial a augmenté de 1,6 % pour atteindre $648\,10^9\text{pi}^3$. Les différences entre les tendances de la consommation des secteurs résidentiel et commercial peuvent s'expliquer par l'utilisation

accrue de gaz pour la climatisation et la production indépendante d'électricité, ce qui n'est pas un facteur dans le cas de la consommation du secteur résidentiel.

La demande du secteur industriel s'est accrue de 22 % en 1995 pour atteindre $970\,10^9\text{pi}^3$. Ce pourcentage représente le gros de l'augmentation des niveaux de la consommation globale de la région. La forte demande de ce secteur depuis 1990 est attribuée à la croissance de la demande de gaz pour la production indépendante d'électricité. La plus grande partie de l'augmentation de 1995 est attribuable au démarrage de l'installation de cogénération de Sithe Energies près d'Oswego, New York. L'installation fonctionne depuis novembre 1994 et consomme $200\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ de gaz pour produire 1 004 MW d'électricité. Toutefois, son incidence sur les exportations de gaz canadien

est minime puisque seulement une petite partie du gaz consommé vient du Canada.

Les prix concurrentiels du gaz naturel en 1995 ont également contribué à accroître la consommation de gaz chez les utilisateurs du secteur industriel dans le nord-est des États-Unis. Les prix du gaz naturel étaient bien au-dessous de ceux du mazout résiduel en 1995.

La demande des services publics d'électricité a grimpé de 51 % pour atteindre $433 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ en 1995. Comme dans le secteur industriel, les bas prix du gaz naturel par comparaison à ceux du mazout résiduel ont incité les services publics à favoriser le gaz naturel dans les installations de production d'électricité alimentées à deux combustibles en 1995.

Les exportations totales de gaz naturel canadien vers le Nord-Est en 1995 ont atteint $647 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$, en hausse de 13,8 % par rapport au niveau de $569 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ de l'an passé. Toutefois, la croissance des exportations a suivi celle de la demande régionale et la part du marché canadien est demeurée stable à 20 %.

Il n'y a pas eu en 1995, à la différence des quelques dernières années, d'augmentation importante de la capacité d'exportation vers le Nord-Est. L'exception est un agrandissement mineur au point d'exportation de Niagara, qui permettra d'accroître de $7,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ le volume acheminé par le gazoduc du Tennessee aux États-Unis.

Afin d'optimiser la capacité existante des gazoducs, Iroquois Transmission System a introduit le service garanti d'hiver (SGH) en 1995. Ce nouveau service permet aux expéditeurs de profiter de conditions techniques favorables qui existent en hiver pour exporter plus de gaz durant cette saison. Bien que ces conditions aient toujours existées, l'attribution garantie de place est un nouveau genre de service offert par Iroquois. À ce jour, Iroquois a vendu $50 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ de SGH à CNG Energy Services pour servir divers clients du Nord-Est. Le facteur de charge global sur les gazoducs

servant le Nord-Est demeure élevé cette année, se situant en moyenne à 96 %.

La proportion de gaz canadien exporté aux termes de contrats de transport garanti est demeurée élevée; elle a atteint 87 % des exportations totales pour l'année.

En 1995, le prix à la frontière internationale du gaz exporté vers le Nord-Est a diminué de 18 ¢ à 2,28 \$ US le million de Btu. Cette diminution reflète la baisse globale des prix aux États-Unis pendant les dix premiers mois de l'année. Les prix des exportations vers le Nord-Est se sont rétablis quelque peu durant les deux derniers mois, en raison du temps froid et de prix au comptant plus élevés aux États-Unis.

Les prix du gaz exporté vers le Nord-Est reflètent les tendances des prix sur le marché, puisque la plupart des contrats comportent des formules d'établissement des prix qui sont indexés sur les prix au comptant locaux ainsi que sur les prix du pétrole. Les prix à l'exportation aux points d'exportation d'Iroquois et de Niagara ont diminué respectivement de 10 ¢ et 25 ¢ par rapport à l'an passé.

La croissance des ventes à la région durant l'année a compensé la diminution des prix. Les recettes à la frontière internationale ont été de 1 471 millions \$ US, tandis que les recettes à la sortie de l'usine ont atteint 875 millions \$ US.

Autres événements Notables

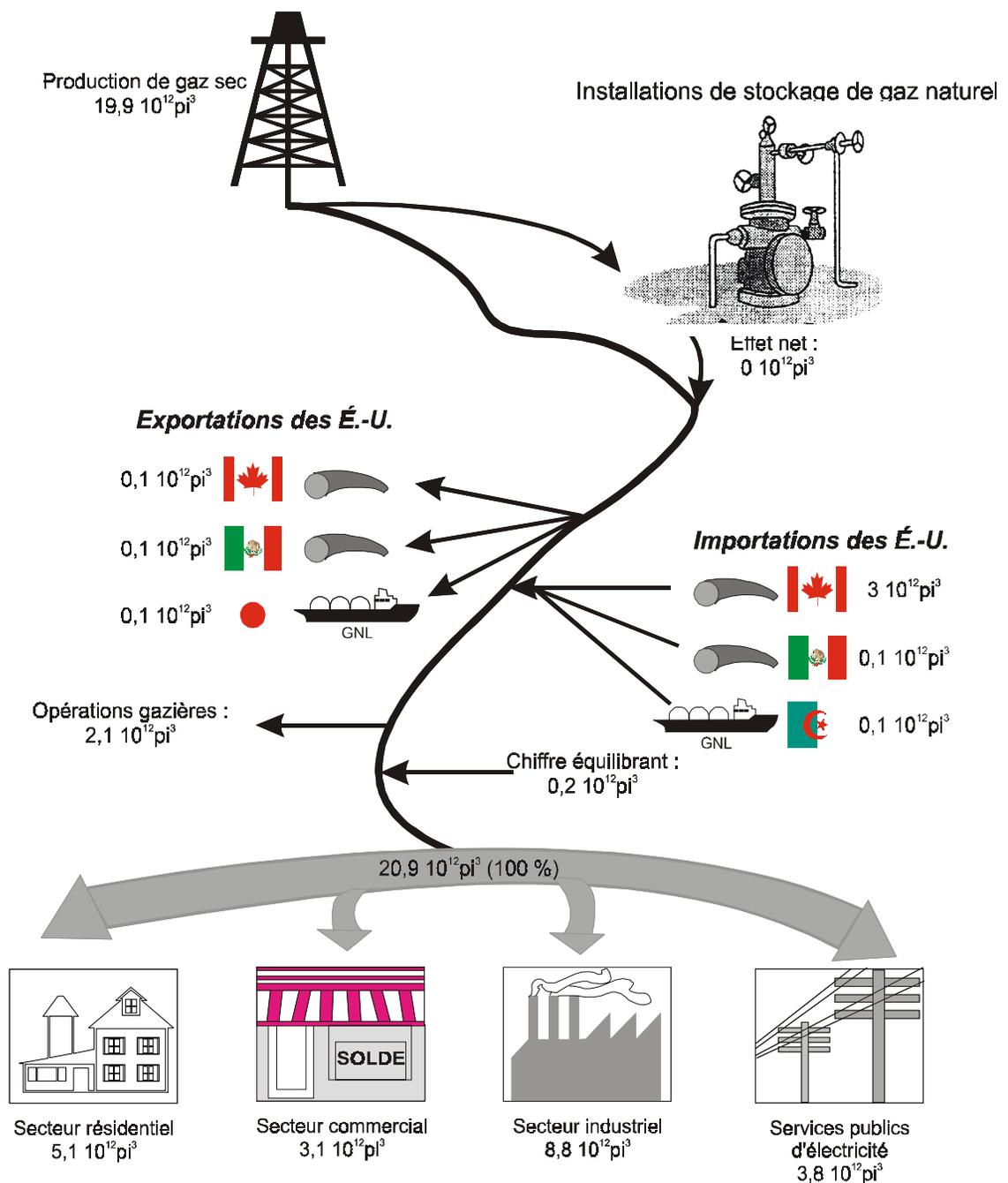
Les initiatives de déréglementation qui se poursuivent aux États-Unis ont contribué à réduire le taux de croissance des exportations canadiennes vers le Nord-Est. Le marché du gaz du Nord-Est est actuellement dans une période de transition. Comme dans le cas des initiatives de déréglementation à l'échelon des États (ordonnance 636), l'infrastructure existante sera utilisée de façon plus efficiente à mesure que progressera le dégroupement des services fournis par les distributeurs locaux dans la plupart des États du Nord-Est.

Au cours de l'année, la plupart des services publics du Nord-Est ont répondu aux invitations des organismes de réglementation des États et ont présenté des propositions de restructuration. Les programmes visent tous des questions se rapportant aux options d'achat direct par les clients des secteurs résidentiel et commercial. Le principal effet de ces programmes sera d'éliminer la relation linéaire traditionnelle entre les utilisateurs et les services publics. On offrira graduellement à tous les clients la possibilité de conclure un contrat avec des tiers (commerçants ou producteurs) pour l'obtention de services gaziers.

D'un intérêt particulier pour les exportateurs canadiens est l'abrégement généralisé des ententes contractuelles liées aux ventes de gaz qui accompagneront le dégroupement. Cela est important au chapitre de l'augmentation des exportations vers la région, car elle s'appuie sur une nouvelle infrastructure qui exige des engagements à long terme. La nouvelle infrastructure exigera de nouveaux types d'ententes contractuelles prévoyant le partage du risque entre différents segments de l'industrie.

Figure 15

Offre et utilisation de gaz naturel aux É.-U. 2000



II. Perspectives jusqu'à l'an 2000

A. Dynamique du marché des États-Unis

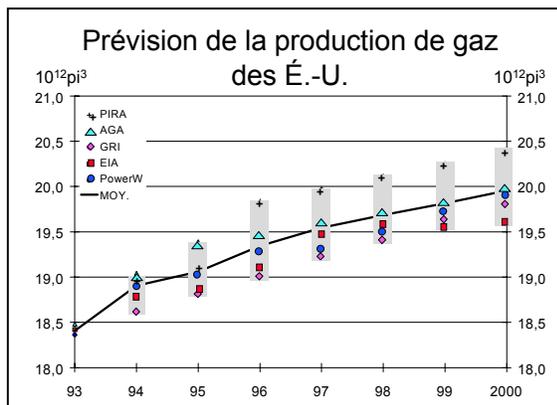
i) Offre

La demande des États-Unis a augmenté à un taux annuel moyen de 2,8 % au cours de la période de 1990-1995, tandis que la production s'est accrue de 1,3 %. Le manque à produire des États-Unis par rapport à la croissance de la demande a fait augmenter le besoin de gaz naturel canadien. La présente section porte sur les perspectives de l'offre de gaz des États-Unis jusqu'à l'an 2000.

Production intérieure des États-Unis

Pour aider à estimer l'offre intérieure future des États-Unis, les prévisions des experts suivants ont été examinées : ARC Financial (auparavant PowerWest), PIRA, EIA, American Gas Association (AGA) et Gas Research Institute (GRI). Ces prévisions sont présentées à la figure 16.

Figure 16



Selon les prévisions, la production moyenne des États-Unis sera de $19,9 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ en l'an 2000. Les volumes de production en l'an 2000 se situent entre $19,6 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ (EIA) et $20,4 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ (PIRA).

La prévision moyenne (pour l'an 2000) représente un gain de $857 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ par rapport

aux niveaux de production de 1995. La ligne de tendance indique une croissance annuelle moyenne de 0,8 %, ce dont il ressort que la plupart des experts prévoient que la croissance de la production des États-Unis ralentira. Cette prévision se compare au rythme annuel de 1,3 % des cinq dernières années. Ce ralentissement semble reposer principalement sur les attentes quant à la demande future de gaz et sur l'hypothèse que l'augmentation des importations de gaz canadien comblera tout manque à produire.

Pour compléter ces prévisions, une analyse qualitative de la production régionale des États-Unis est présentée. Une approche régionale est utile pour comprendre la dynamique des marchés régionaux, les perspectives d'exportation de gaz vers les régions et les probabilités de divers scénarios de croissance de la production des États-Unis.

Côte du Golfe et milieu du continent

Vu le rôle dominant de la côte du Golfe, une question clé est celle de savoir si elle peut accroître suffisamment sa production pour répondre à l'augmentation de la demande. Selon des rapports récents, la côte du Golfe peut relever ce défi. Une des principales hypothèses sous-tendant ce point de vue est l'incidence des améliorations technologiques, notamment au chapitre du forage marin.

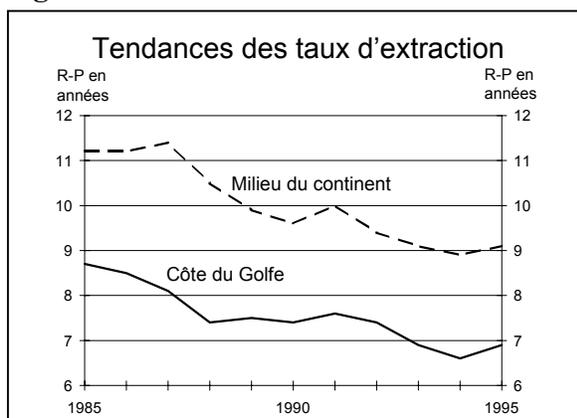
L'autre élément crucial est la capacité excédentaire des gazoducs entre la côte du Golfe et le milieu du continent et les principales régions consommatrices du Midwest et du Nord-Est. Donc, l'augmentation de l'offre dépend seulement de la capacité de production à la tête des puits, qui peut être accrue rapidement. Les producteurs de la côte du Golfe et du milieu du continent ont ainsi un

avantage sur les autres régions qui doivent accroître leur capacité de transport en construisant de nouveaux gazoducs.

Toutefois, il y a aussi plusieurs facteurs qui font douter de la capacité de ces régions d'accroître leur production dans une mesure importante au cours de la période de prévision.

Compte tenu des taux élevés d'extraction de ces réserves, la capacité de production à la tête des puits diminue plus rapidement que dans d'autres régions, et il faut remplacer une plus grande part de la production chaque année. Au cours des dix dernières années, tous les producteurs nord-américains ont augmenté le taux d'extraction de leurs réserves. En témoignent les rapports réserves-production de moins en moins élevés présentés à la figure 17 pour la côte du Golfe et le milieu du continent.

Figure 17



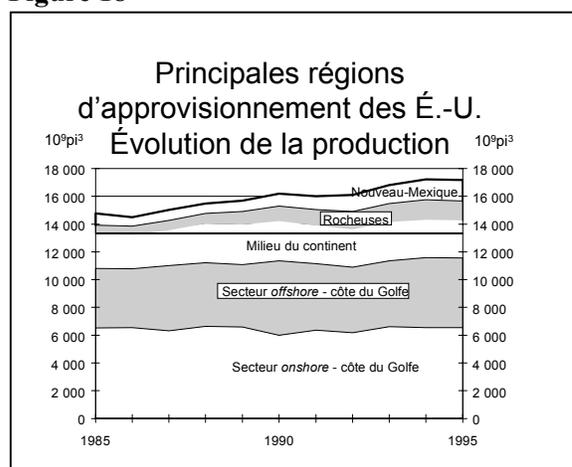
Toutefois, il est peu possible de continuer de faire ainsi dans ces régions. Donc, pour accroître ou même maintenir la production, il faut mettre en valeur chaque année de grandes quantités de nouvelles réserves et accroître la capacité de production à la tête des puits (à des coûts marginaux relativement élevés); en conséquence, il faut forer un grand nombre de puits.

Dans ces régions, les hauts niveaux de forage dépendent principalement des prix du gaz. Les prix devront probablement dépasser la moyenne de la période de 1990-1994 (puisque les prix de cette période ont entraîné la diminution des réserves en moyenne). Comme il est difficile de prévoir les prix, les perspectives de production des zones développées sont également incertaines.

Rocheuses et Nouveau-Mexique

Sur une base régionale, le gros de la croissance de la production des États-Unis au cours des dix dernières années vient des Rocheuses américaines et du Nouveau-Mexique (les zones de l'Ouest), comme l'indique la figure 18. Par contre, les zones développées n'ont accru la production que marginalement.

Figure 18



À la différence de la côte du Golfe et du milieu du continent, les bassins d'approvisionnement de l'Ouest ne jouissent pas d'une capacité pipelinière excédentaire. La plupart des gazoducs émanant de ces régions fonctionnent presque à pleine capacité et il n'y a pas de réduction des frais de transport.

Le coût d'une augmentation de la production à la tête des puits dans ces zones, à la différence de celles de la côte du Golfe et du milieu du continent, est bas. En l'absence d'une capacité pipelinière suffisante, la capacité de production

à la tête des puits n'est pas utilisée à de hauts facteurs de charge et les réserves prouvées ne sont pas mises en valeur aussi rapidement. Il s'ensuit qu'on peut accroître considérablement la production de gaz en accélérant la mise en valeur des réserves prouvées, ce qui n'est pas onéreux. Le fait que le rapport réserves-production dans ces zones soit près de 13 ans, contre 7 à 9 ans dans celles de la côte du Golfe et du milieu du continent, en donne une idée de l'ordre de grandeur.

L'accroissement de la production des Rocheuses et du Nouveau-Mexique exigera la construction d'autres gazoducs, mais les prix du gaz exerceront moins d'influence. La Wyoming Interstate Company a actuellement deux projets pipeliniers, dont un prolongement de $812 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ du sud-ouest du Wyoming au centre du Nebraska et la conversion d'un oléoduc en gazoduc, ce qui ajouterait $200 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ de la production des Rocheuses à la capacité du Midwest. Toutefois, à moins de surmonter la lenteur de la construction de nouveaux gazoducs aux États-Unis, il est douteux qu'il soit possible d'augmenter de beaucoup la production de gaz dans l'ouest des États-Unis avant la fin de la décennie.

Importations nettes du Canada

Les importations nettes du Canada devraient continuer de croître au cours de la période de prévision. Comme les exportations des États-Unis au Canada devraient demeurer minimales (moins de $50 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), la présente section se concentre sur les exportations canadiennes aux États-Unis.

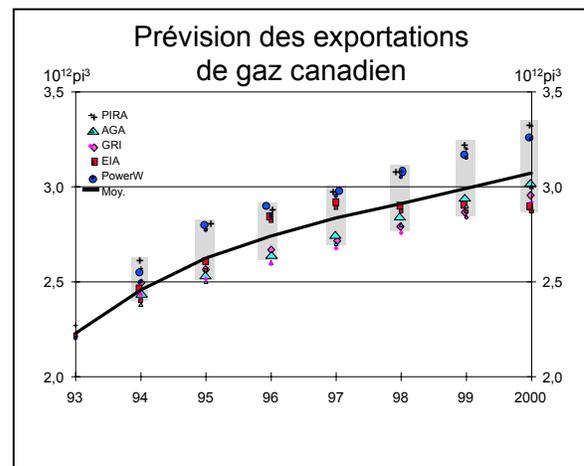
Les États-Unis constituent un marché crucial pour les producteurs canadiens, puisque 80 % de l'augmentation de la production au cours de la période de 1990-1995 a été exportée vers ce pays.

À l'heure actuelle, le Canada a une capacité excédentaire de production à la tête des puits. Divers analystes estiment que la capacité réelle de production du Canada à la tête des puits

(livraison aux gazoducs) est jusqu'à 17 % supérieure aux taux de production. La capacité des gazoducs est ce qui empêche actuellement d'accroître les exportations de gaz canadien vers les États-Unis. La plus prochaine addition importante à la capacité des gazoducs d'exportation (Northern Border) ne sera pas prête avant le printemps de 1998. En conséquence, aucune augmentation importante des exportations canadiennes vers les États-Unis n'est possible avant ce moment-là.

Pour aider à élaborer les perspectives à long terme des exportations de gaz canadien (à la section B), nous avons examiné les prévisions à ce sujet de plusieurs organismes : ARC, PIRA, EIA, AGA et GRI. Comme l'illustre la figure 19, les exportations de gaz canadien augmenteront en moyenne, selon les prévisions examinées, de $3 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ d'ici à l'an 2000. Les prévisions pour l'an 2000 se situent dans une fourchette allant de $2,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ (EIA) à $3,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ (PIRA).

Figure 19



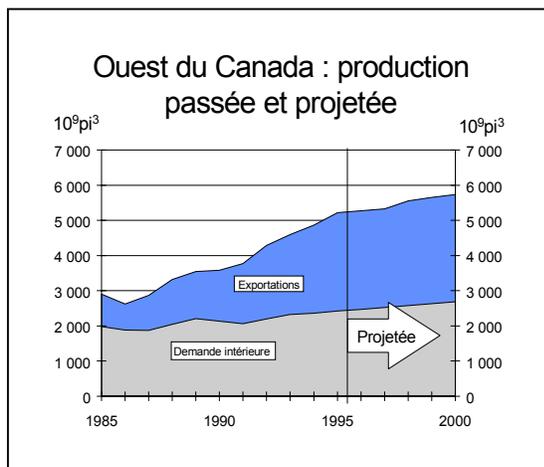
La prévision moyenne pour l'an 2000 représente un gain de $300 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ par rapport aux niveaux de production de 1995, ou un taux de croissance de 2,5 % par année. Les exportations de gaz canadien vers les États-Unis ont augmenté en moyenne de 13 % par année au cours de la période de 1990-1995. La période de croissance rapide des exportations de gaz canadien est maintenant terminée, à

moins que de grands projets de construction de gazoducs ne soient entrepris.

À l'heure actuelle, au moins un important projet pipelinier, celui de la Northern Area Transportation Study (NATS), en est à l'étape de discussions préliminaires. Comme aucune demande d'autorisation de construire n'a encore été présentée aux organismes de réglementation, nous n'en tenons pas encore compte dans notre prévision des capacités d'exportation. Le gazoduc ajouterait de 800 à 1 200 $10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ à la capacité d'exportation de gaz canadien vers le marché du Midwest américain.

À plus long terme, le Canada dispose de grands volumes de ressources non découvertes et le développement et l'exploration y sont moins avancés que dans la plupart des régions d'approvisionnement des États-Unis. Ayant accaparé une part des marchés d'autres régions productrices, l'ouest du Canada, malgré des désavantages au chapitre des gazoducs, semble être l'une des régions de l'Amérique du Nord où le gaz est à bon prix. À moyen terme, les grands volumes de réserves prouvées au Canada devraient permettre d'accroître la production à près de $5,7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ d'ici à la fin de la décennie, comme l'illustre la figure 20.

Figure 20



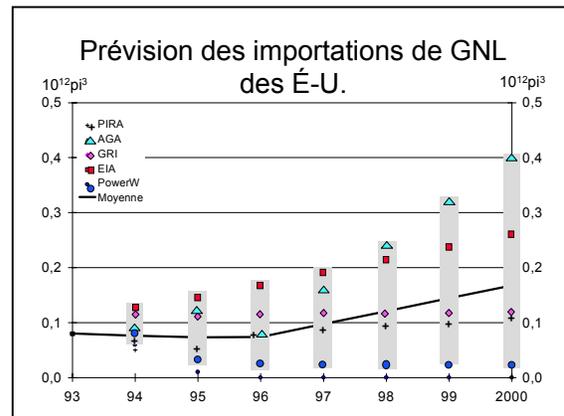
En dernier lieu, des propositions préliminaires d'amener du gaz extrait au large de la côte de

Terre-Neuve, près de l'île de Sable, au nord-est des États-Unis font l'objet de discussions. Aucune demande n'a encore été faite aux organismes de réglementation et il n'en est donc pas tenu compte dans nos analyses de la capacité.

Importations nettes de GNL

Il y a deux terminaux de GNL en exploitation aux États-Unis. L'examen des prévisions de l'EIA, de la PIRA, de l'AGA, du GRI et d'ARC (figure 21) révèle que la gamme des attentes quant aux importations de GNL est vaste. Les prévisions se situent dans une fourchette allant de rien (ARC) à $400 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ (AGA) en l'an 2000. Évidemment, le niveau des importations de GNL à la fin de la décennie est très incertain, mais il est peu vraisemblable qu'il dépasse le niveau historique.

Figure 21



Les exportations de GNL de l'Alaska devraient demeurer à environ $70 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ par année. Toutefois, cette source d'approvisionnement n'est pas accessible aux marchés américain ou canadien.

Importations nettes du Mexique

Les importations actuelles du Mexique par le point frontalier de Hidalgo sont mineures ($5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ en 1995, avec une capacité de $150 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ ou $55 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ par année). Sur une base nette, ces volumes sont encore plus bas, puisque les exportations des États-Unis au

Mexique se poursuivent aux points frontaliers américains d'Eagle Pass, d'El Paso et de Douglas. D'un mois à l'autre, les États-Unis sont tantôt un importateur net du Mexique, tantôt un exportateur net à ce pays. En 1995, les États-Unis ont été un exportateur net d'environ $50 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ de gaz au Mexique.

La question de savoir si les États-Unis seront, en ce qui concerne le Mexique, un importateur ou un exportateur net jusqu'à l'an 2000 demeure nébuleuse. Le chiffre net du commerce sera relativement faible et se situera entre des importations de $55 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$ et des exportations de $200 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$. Pour ce qui est du long terme, il faut se rappeler que les réserves mexicaines comptent parmi les sources d'approvisionnement les moins onéreuses à exploiter du globe. C'est pourquoi certains analystes voient le Mexique comme le «géant endormi» de l'offre de gaz nord-américain.

À part le commerce avec le Mexique, il y a d'autres événements dignes de mention. La participation au capital de tout aspect de l'exploitation du gaz naturel mexicain était jusqu'à récemment un privilège exclusif de la société nationale d'énergie, Petroleos Mexicanos (PEMEX). Le Mexique ne peut, selon la loi, permettre à des investisseurs étrangers d'avoir un intérêt dans les réserves de

pétrole ou de gaz; il doit compter sur les ressources monétaires internes et le financement par emprunt pour les projets d'investissements.

Toutefois, les décideurs mexicains ont amélioré la disponibilité de capital avec la nouvelle «loi sur le gaz naturel» et la réglementation s'y rapportant. Ils autorisent la propriété et l'exploitation étrangères intégrales de réseaux de distribution de gaz naturel, de gazoducs et d'installations de stockage. Maintenant, PEMEX peut laisser une bonne part des investissements à des investisseurs étrangers ou privés et conserver peut-être plus de capital pour des investissements gaziers en amont.

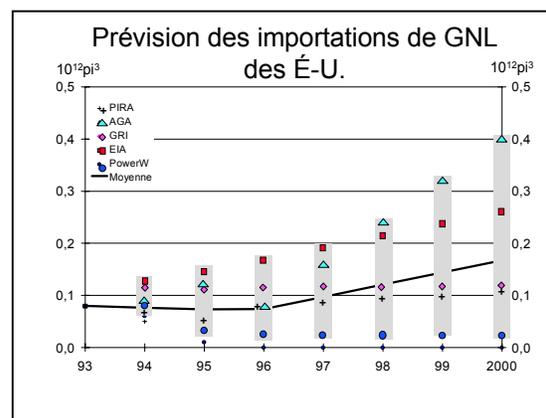
En dernier lieu, la nouvelle réglementation environnementale du Mexique, qui doit entrer en vigueur en 1998, devrait accroître fortement la demande de gaz. En fait, les usines et les centrales électriques seront obligées de passer du mazout au gaz. Certains nouveaux marchés gaziers mexicains (Juarez, Mexicali, Tijuana, Rosarito) sont isolés des gazoducs et des sources d'approvisionnement du pays mais sont près du réseau américain; la demande accrue de gaz dans ces zones pourrait être satisfaite par les États-Unis.

ii) Demande

Comme l'illustre la figure 22, l'examen des cinq prévisions révèle que la demande de gaz naturel continuera de croître. Selon la plupart des prévisions, la demande se situera autour de $23 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en l'an 2000.

Les prévisions font ressortir de nombreux aspects positifs du gaz naturel. Les émissions plus faibles du gaz naturel à la pointe du brûleur, par comparaison au charbon et au mazout, favorisent la croissance continue de la consommation de gaz, surtout dans les États qui adoptent des normes plus rigoureuses en matière de qualité de l'air.

Figure 22

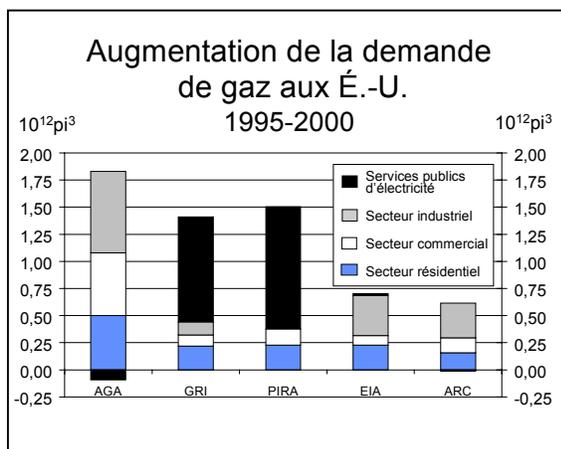


Il est utile de définir la source de l'augmentation de la croissance. Suit un examen de la croissance de la demande sectorielle et régionale, dans cet ordre.

La figure 22 illustre la fourchette des prévisions de la demande jusqu'à l'an 2000. La PIRA, l'AGA et le GRI croient que les tendances passées de la croissance se maintiendront, d'où une demande globale d'environ $23,25 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. Par contre, l'ARC et le l'EIA s'attendent à ce que les taux de croissance de la demande se stabilisent, d'où une demande globale d'environ $22,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$.

Comme le montre la figure 23, la principale différence entre les prévisions réside dans les projections de la demande d'électricité.

Figure 23



Secteur résidentiel/secteur commercial

Selon les prévisions de quatre des cinq organismes (tous sauf l'AGA), l'augmentation de la demande de gaz du secteur résidentiel atteindra environ $0,2 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. Cette croissance modérée situerait la demande de gaz du secteur résidentiel en l'an 2000, selon le consensus, à $5,1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. Les accroissements d'efficacité devraient annuler toute augmentation de la demande de gaz pour le chauffage des locaux. Toutefois, la croissance devrait venir d'une plus grande utilisation de gaz pour alimenter les appareils traditionnels (cuisinières, chauffe-eau, sècheuses) et de nouveaux appareils (climatiseurs et foyers à gaz).

En ce qui concerne le secteur commercial, il est prévu par quatre des cinq organismes que la demande augmentera pour se situer tout juste au-dessus de $0,1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($3,1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ de la demande totale en l'an 2000). Les accroissements d'efficacité et les économies d'énergie modéreront vraisemblablement les augmentations résultant de changements démographiques. Des gains récents ont été faits au chapitre de la cogénération (à usage personnel) et de la climatisation des locaux. Toutefois, il est peu probable que la cogénération continue d'augmenter dans le secteur commercial, vu les pressions en baisse prévues sur les prix de l'électricité par suite de la restructuration de cette source d'énergie. La croissance de la demande du secteur commercial devrait venir d'une plus grande pénétration du marché des appareils de climatisation alimentés au gaz.

La prévision de l'AGA quant à la croissance de la demande combinée des secteurs résidentiel et commercial est trois fois supérieure à la moyenne des autres organismes, étant de plus de $1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. L'AGA prévoit des hausses de la demande au chapitre du chauffage des locaux et de l'alimentation de nouveaux appareils (par exemple les climatiseurs) et n'est pas d'avis que les accroissements d'efficacité annuleront l'augmentation du nombre de clients. Pour évaluer quelles prévisions sont les plus exactes, il faut se rappeler que la demande de gaz du secteur résidentiel a diminué pour une deuxième année de suite en 1995.

Secteur industriel/services publics d'électricité

Comme par les années passées, le gros de l'augmentation de la demande de gaz devrait venir de la production d'électricité. La mise au point de turbines hautement efficaces a donné au gaz une position privilégiée sur le marché de nouvel équipement de production d'électricité. La croissance de la demande de gaz est enregistrée dans le secteur industriel (dont fait partie le gros de la production indépendante) et le secteur de l'électricité (où la production relève généralement de services publics).

La plupart des prévisionnistes prévoient une demande relativement étale pour ce qui est du secteur industriel traditionnel, mais une augmentation au chapitre de la production industrielle (et la vente à des tiers) d'électricité. Au total, l'augmentation de la demande de gaz du secteur industriel devrait se situer entre $0,1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ et $0,4 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$, pour atteindre une moyenne de $8,75 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ vers l'an 2000. Encore une fois, l'AGA est plus optimiste quant à la croissance de la demande du secteur industriel, qu'elle évalue à $9,3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ vers l'an 2000. L'AGA prévoit que la demande augmentera pour répondre à la fois aux besoins de la cogénération et aux besoins traditionnels.

Les prévisions de la croissance de la demande relative à la production d'électricité affichent la plus grande divergence, se situant dans une fourchette allant de 0 à $1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. Ainsi, la demande totale pour la production d'électricité se situerait, en l'an 2000, à $3,3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ou $4,3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$. L'ARC, l'EIA et l'AGA ne prévoient aucune croissance de la demande du côté des services publics, tandis que la PIRA et le GRI prévoient une croissance de $1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ pour la production d'électricité, en sus de leurs projections touchant le secteur industriel.

La progression des efforts de restructuration de l'électricité semble avoir un effet dramatique sur les prévisions de la demande de gaz. Il faut se demander si c'est simplement une coïncidence que les deux organismes qui ont fait les prévisions les plus récentes (l'EIA et l'ARC, en janvier 1996) prévoient la plus faible croissance de la demande de gaz. Pour une analyse plus détaillée de l'incidence de la restructuration de l'électricité sur la demande de gaz, voir l'annexe.

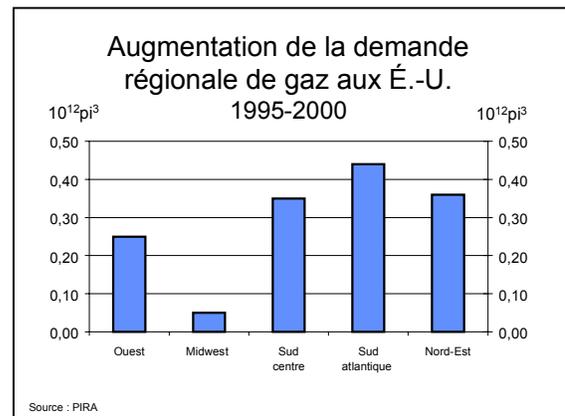
L'analyse sectorielle est souvent compliquée par l'inclusion de la production d'électricité à la fois dans le secteur industriel et dans celui des services publics. La PIRA n'inclue plus la production indépendante d'électricité dans le secteur industriel. Par suite de la restructuration de l'électricité, d'autres

organismes suivront vraisemblablement l'exemple de la PIRA, d'où le secteur industriel traditionnel et le secteur de l'électricité (qui comprendra toutes les formes de production d'électricité).

Demande régionale

Une solide connaissance de la croissance de la demande sur une base régionale est particulièrement importante pour les exportateurs canadiens qui doivent décider de signer ou non des engagements à long terme touchant l'utilisation de gazoducs d'exportation précis. La figure 24 présente l'augmentation de la demande de gaz sur une base régionale entre 1995 et 2000 (prévision de la PIRA).

Figure 24

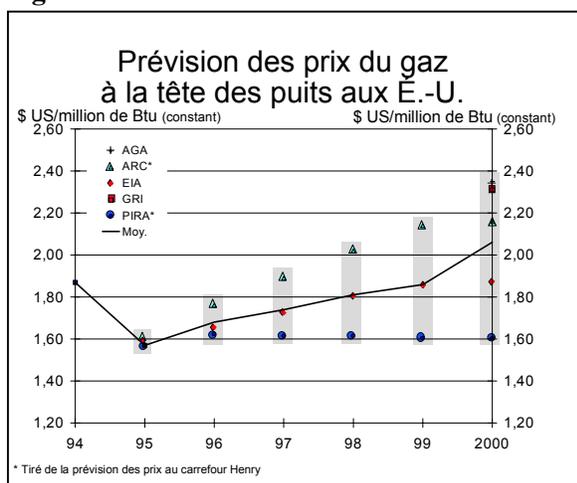


Il est manifeste qu'une grande partie de cette croissance prévue se situe dans des régions que ne servent pas traditionnellement les exportateurs canadiens (Sud atlantique et Sud centre). Il devrait être répondu à la demande de ces marchés par une augmentation des livraisons depuis la côte du Golfe. Si la côte du Golfe ne peut accroître la production pour accaparer cette augmentation de la demande, elle aura à détourner des livraisons destinées à ses marchés plus traditionnels. Cela pourra ouvrir la porte à une augmentation des exportations canadiennes à des régions telles que le Midwest. On trouvera une analyse plus détaillée de la demande régionale dans les sections traitant des prévisions des exportations régionales.

iii) Prix

Comme l'illustre la figure 25, la croissance des prix du gaz naturel sera limitée à moyen terme selon l'examen de cinq prévisions. En l'an 2000, les prix du gaz à la tête des puits aux États-Unis devraient atteindre 2,06 \$ US le million de Btu, en dollars constants. Plus optimiste, l'AGA, dans sa prévision de janvier 1995, estime que les prix du gaz atteindront 2,35 US le million de Btu. La prévision de la PIRA représente la vue pessimiste des prix du gaz, qu'elle prévoit demeurant fixes à environ 1,60 \$ US le million de Btu jusqu'à l'an 2000.

Figure 25



Le consensus global des prévisionnistes est que les prix du gaz demeureront près des niveaux actuels. Les principaux facteurs qui influent sur

ces prévisions sont les prix mondiaux relativement bas du pétrole, les accroissements d'efficacité au chapitre de l'exploration, de la mise en valeur et de la production de gaz naturel et la croissance modérée de la demande globale de gaz en Amérique du Nord.

Les différences entre les prévisions relatives aux prix du gaz des divers experts sont liées à leurs hypothèses touchant les variables précitées. La PIRA, par exemple, prévoit que les prix du pétrole iront en diminuant jusqu'à l'an 2000, d'où le bas prix du gaz prévu pour la période. Par contre, l'AGA prévoit que la demande de gaz continuera de croître au rythme actuel, ce qui exercera une pression en hausse sur les prix.

Les initiatives de déréglementation de l'électricité devraient jouer un rôle important dans la détermination de la part future du marché du gaz dans celui de la production d'électricité. Les prix concurrentiels du gaz par rapport à ceux du charbon et du mazout dicteront le rôle futur du gaz dans ce marché. La dynamique de l'interaction entre les futurs prix du gaz et la demande de gaz sur le marché de la production d'électricité influera en bout de ligne sur toute l'industrie gazière et, par conséquent, sur le prix global réalisé.

B. Exportations prévues de gaz naturel canadien

i) Prix

La séparation des prix de l'Ouest canadien de ceux du NYMEX a accru les complexités liées aux projections des prix. La méthode utilisée dans nos rapports antérieurs se fondait largement sur l'hypothèse selon laquelle les différences entre les prix canadiens et américains demeureraient stables. Comme cette hypothèse n'est plus valable, la méthode antérieure ne peut être utilisée. Il a été jugé plus approprié d'examiner les vues d'experts pour les besoins du présent rapport.

Perspectives pour 1996

La demande pour refaire les stocks utilisés pendant la période de chauffage de 1995-1996 devrait avoir une influence importante sur les prix durant toute l'année 1996. Par conséquent, les prix canadiens devraient être plus élevés qu'en 1994 et 1995. Toutefois, l'important écart entre les prix par rapport à la base devrait subsister, puisque aucune addition importante ne sera faite à la capacité des gazoducs en 1996. ARC Financial prévoit que les prix de l'Alberta (à la tête des puits) se situeront autour de 1,50 \$ CAN le millier de pieds cubes pendant le reste de l'année. Ce chiffre est modérément plus élevé que le prix réalisé en 1995, soit environ 1,34 \$ CAN le millier de pieds cubes.

Perspectives à moyen terme

Selon une enquête faite par Dobson Resources Management Ltd. en janvier 1996 auprès de 16 consultants indépendants en pétrole et gaz, le prix moyen du gaz à la tête des puits sera de 2,07 \$ CAN le millier de pieds cubes en l'an 2000 (voir la figure 26).

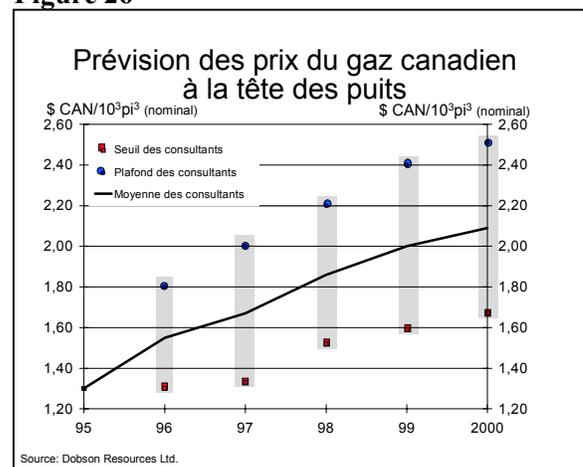
Les prix qui ressortent de l'enquête de Dobson sont semblables à ceux établis par d'autres consultants mentionnés dans le présent rapport. Par exemple, la PIRA prévoit que les prix du gaz canadien exporté atteindra 1,97 \$ CAN le millier de pieds cubes en l'an 2000, tandis que ARC Financial est plus optimiste et prévoit que

le prix moyen s'élèvera à 2,33 \$ CAN le millier de pieds cubes en l'an 2000.

En chiffres réels, les prix du gaz naturel devraient demeurer stables aux niveaux actuels jusqu'à la fin de la période de prévision. La capacité limitée des gazoducs vers certains marchés clés a influé défavorablement sur les prix en Alberta en 1995. Cette situation ne devrait pas s'améliorer grandement avant que des gazoducs d'exportation additionnels soient construits. D'ici à ce que l'agrandissement de Northern Border soit utilisable au printemps de 1998, les différences entre les prix du gaz de la côte du Golfe et de l'Ouest canadien devraient demeurer importantes.

Toutefois, l'effet positif de nouveaux gazoducs sur les prix de l'Ouest canadien pourrait être considérablement réduit si la production émanant des Rocheuses américaines et du milieu du continent parvenait au marché de l'Est avant 1998. À ce jour, deux projets de gazoducs ont été proposés pour accroître le flux de gaz des Rocheuses américaines vers le Midwest.

Figure 26



En outre, la capacité pipelinière accrue vers la ville de Chicago depuis les bassins de l'Ouest pourrait faire baisser les prix sur le marché du Midwest. La pression actuelle en baisse sur les

prix résultant de la concurrence entre les producteurs de gaz dans les zones productrices de l'Ouest pourrait gagner le marché du Midwest.

La transformation du marché global de l'énergie en un marché de produits devrait aussi continuer d'exercer une pression en baisse sur les prix du gaz naturel. À mesure que progressera la déréglementation du marché de l'électricité au Canada et aux États-Unis, les marchés de produits énergétiques devraient devenir de plus en plus intégrés. Les possibilités d'arbitrage devraient éliminer les écarts entre les prix des combustibles utilisés pour produire de l'électricité.

ii) Capacité/volume

Les prévisions relatives à la capacité et au volume qui suivent représentent nos vues jusqu'à l'an 2000. Les prévisions supposent que les prix du pétrole et du gaz sont relativement stables. Les exportations de gaz naturel canadien devraient profiter de la croissance de la demande de gaz aux États-Unis pendant la période de prévision. Les amples réserves de gaz naturel du Canada ne limiteront pas les augmentations futures des volumes des exportations.

La capacité actuelle et prévue des gazoducs est l'élément essentiel sous-tendant la projection des volumes des exportations de gaz naturel canadien. Comme la capacité des gazoducs impose un plafond aux niveaux des exportations de gaz, la capacité actuelle et future des gazoducs doit d'abord être examinée dans le contexte de l'évolution de la réglementation et du marché. Ensuite, il faut estimer des facteurs de charge pour chaque point d'exportation à l'aide d'un certain nombre de variables, dont les prévisions de la croissance économique régionale, les prix des autres combustibles et les informations provenant de divers milieux de l'industrie.

La rationalisation de la capacité pipelinière actuelle a été un élément clé de l'exploitation du réseau nord-américain de gazoducs au cours de l'année écoulée. La concurrence incite

l'industrie du gaz naturel à rechercher de plus en plus d'efficacité. Les outils de gestion de la charge tels que le stockage, la libération de capacité et les carrefours commerciaux sont devenus plus courants. Les initiatives de déréglementation telles que le dégroupement et l'établissement de taux incitatifs devraient contribuer à d'autres accroissements d'efficacité globale.

Toutefois, l'écart actuel entre les prix des régions de l'Ouest et de l'Est pourrait déclencher la prochaine étape de développement de l'infrastructure. L'augmentation de la capacité de production dans l'Ouest, conjuguée à l'approvisionnement insuffisant de certains marchés de l'Est, pourrait offrir des possibilités d'agrandissement.

Tout accroissement de la capacité potentielle fait face au défi que présente l'évolution rapide de la dynamique du marché et l'abandon de la passation de contrats à long terme. Auparavant, le risque lié aux projets de gazoducs était réduit par les garanties que constituaient les contrats à long terme. Maintenant que les contrats sont à court terme, les expéditeurs doivent accepter le risque à long terme sans le confort de contrats à long terme.

Bien que les nouveaux projets en soient aux premières étapes de planification, le seul signe d'augmentation importante de la capacité des gazoducs au cours de la période de prévision est l'agrandissement prévu par Northern Border. On attend actuellement l'approbation des organismes de réglementation et on prévoit le terminer pour 1988. L'agrandissement devrait offrir une capacité additionnelle de $700 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ au marché du Midwest.

TransCanada PipeLines ajoutera à son réseau en 1996 pour remplir un certain nombre de contrats dans le nord-est des États-Unis. Des installations seront construites pour répondre à des besoins actuels ou nouveaux d'exportation à la centrale de cogénération Brooklyn Navy Yard ($26,5 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), Enron Capital and Trade Resources Corp. ($15 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), Coastal Gas Marketing Company ($10 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), Altresco Pittsfield, L.P. ($21,5 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) et Delmarva Light and Power ($2,8 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$).

Le tableau 5 présente le détail de la capacité d'exportation existante et future prévue des gazoducs au cours des trois prochaines années (les niveaux de 1998 s'appliquant jusqu'à l'an 2000). La capacité d'exportation vers le Midwest et le Nord-Est augmentera, tandis qu'elle demeurera aux niveaux actuels dans le cas de la région de l'Ouest.

Suivant ces hypothèses, les exportations totales de gaz naturel vers les États-Unis devraient atteindre 3 055 10⁹pi³ en l'an 2000. Le tableau 6 présente une ventilation des exportations par région et par principal point d'exportation. Les gazoducs d'exportation devraient continuer d'être utilisés presque à pleine capacité pendant la période de prévision.

Tableau 5

Capacité estimative des gazoducs d'exportation														
Année	1995		Augmentation		1996		Augmentation		1997		Augmentation		1998	
	Capacité fin d'année		annuelle		Capacité fin d'année		annuelle		Capacité fin d'année		annuelle		Capacité fin d'année	
	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁹ pi ³	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁹ pi ³	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁹ pi ³	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁹ pi ³	10 ⁶ pi ³ /j	Bcf	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁹ pi ³	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁹ pi ³
Région de l'Ouest														
Huntingdon/Westcoast														
Northwest Pipeline	1,045.0	381.4	0.0	0.0	1,045.0	381.4	0.0	0.0	1,045.0	381.4	0.0	0.0	1,045.0	381.4
Gazoducs particuliers	380.0	138.7	0.0	0.0	380.0	138.7	0.0	0.0	380.0	138.7	0.0	0.0	380.0	138.7
Kingsgate/ANG, Foothills														
PGT	2,350.0	857.8	0.0	0.0	2,350.0	857.8	0.0	0.0	2,350.0	857.8	0.0	0.0	2,350.0	857.8
Total, Ouest	3,775.0	1,377.9	0.0	0.0	3,775.0	1,377.9	0.0	0.0	3,775.0	1,377.9	0.0	0.0	3,775.0	1,377.9
Région du Midwest														
Monchy/Foothills														
Northern Border	1,540.0	562.1	0.0	0.0	1,540.0	562.1	0.0	0.0	1,540.0	562.1	700.0	255.5	2,240.0	817.6
Emerson/TCPL														
Viking/GLGT	1,117.0	407.7	0.0	0.0	1,117.0	407.7	0.0	0.0	1,117.0	407.7	0.0	0.0	1,117.0	407.7
Autres														
Divers	139.0	50.7	0.0	0.0	139.0	50.7	0.0	0.0	139.0	50.7	0.0	0.0	139.0	50.7
Total, Midwest	2,796.0	1,020.5	0.0	0.0	2,796.0	1,020.5	0.0	0.0	2,796.0	1,020.5	700.0	255.5	3,496.0	1,276.0
Région du Nord-Est														
Iroquois/TCPL														
Iroquois Gas	776.6	283.5	41.5	15.1	818.1	298.6	0.0	0.0	818.1	298.6	0.0	0.0	818.1	298.6
Niagara Falls/TCPL														
Tennessee Gas	803.0	293.1	24.3	8.9	827.3	302.0	0.0	0.0	827.3	302.0	0.0	0.0	827.3	302.0
Autres														
Divers (est)	270.5	98.7	0.0	0.0	270.5	98.7	0.0	0.0	270.5	98.7	0.0	0.0	270.5	98.7
Total, Nord-Est	1,850.1	675.3	65.8	24.0	1,915.9	699.3	0.0	0.0	1,915.9	699.3	0.0	0.0	1,915.9	699.3
Capacité totale	8,421.1	3,073.7	65.8	24.0	8,486.9	3,097.7	0.0	0.0	8,486.9	3,097.7	700.0	255.5	9,186.9	3,353.2

Notas : La capacité en fin d'année, exprimée en 10⁶pi³/j, représente les volumes contractuels quotidiens approximatifs qui pourraient être livrés le dernier jour de l'année.
L'augmentation annuelle de capacité existe habituellement au début de l'année contractuelle (1^{er} nov.).
Ne comprend pas le service garanti d'hiver et la livraison à courte distance jusqu'à la frontière.

Tableau 6

Exportations régionales prévues de gaz naturel selon les principaux points d'exportation (10⁹pi³)

Année	1996	1997	1998	1999	2000
Région de l'Ouest					
Huntingdon - NWPL	296	304	308	312	316
Huntingdon - Autre	28	28	28	28	28
Kingsgate	798	806	815	815	815
Total, Ouest	1,122	1,138	1,151	1,155	1,159
Région du Midwest					
Monchy	551	551	678	752	777
Emerson	395	395	395	345	395
Autre	61	61	61	61	61
Total, Midwest	1,007	1,007	1,134	1,158	1,233
Région du Nord-Est					
Niagara	270	272	275	278	281
Iroquois	282	296	296	296	296
Autre	86	86	86	86	86
Total, Nord-Est	638	654	657	660	663
Total	2,767	2,799	2,942	2,973	3,055

iii) Analyse des marchés régionaux

Région de l'Ouest

Perspective de la demande

La PIRA estime que la demande de gaz augmentera d'environ $250 \times 10^9 \text{ pi}^3$ (10 %) pour atteindre $2\,690 \times 10^9 \text{ pi}^3$ entre 1995 et 2000. La croissance de la demande des secteurs résidentiel et commercial représentera moins de 30 % de cette augmentation. Comme la demande du secteur industriel traditionnel devrait demeurer étale, le reste de la croissance résulterait des besoins additionnels de la production d'électricité.

Les cinq prochaines années sont une des périodes pour lesquelles il est des plus difficiles de prévoir la demande de gaz du marché de l'électricité, surtout dans la région de l'Ouest. Comme par les années passées, les prévisionnistes doivent faire une estimation exacte quant à la production totale d'électricité. Cela a été relativement facile à faire, compte tenu du lien étroit entre le PIB et l'électricité. Ensuite, il faut une estimation des niveaux de précipitation pour déterminer la disponibilité d'hydro-électricité. On doit commencer par examiner ces hypothèses parce que le gaz est en concurrence, au chapitre de la production d'électricité, avec à la fois l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire, selon leur disponibilité.

L'incertitude liée à ces hypothèses a peu d'importance comparée au nombre de variables soulevées par la restructuration de l'électricité. Le seul point sur lequel il y a consensus est que la demande changera énormément à court terme et à long terme.

Il est prévu que la Californie sera à l'avant-garde et tracera une nouvelle voie à l'industrie de l'électricité. Le dégroupement peut mener à une restructuration qui la fera ressembler à l'industrie du gaz, avec des entreprises de production, de transport et de distribution. L'effet net sera d'accroître la concurrence. On ne sait si le gaz naturel peut en tirer profit à court terme, sans parler de conserver sa part du marché.

Ce qui favorise le gaz à court terme c'est son prix relativement bas, sa supériorité sur les autres combustibles au chapitre de la protection de l'environnement et la capacité des gazoducs. Toutefois, dans les installations de production d'électricité, le gaz aura à l'emporter sur des frais d'exploitation qui augmentent peu et sur une capacité sous-utilisée, outre des incitatifs accrus à maximiser la production. À long terme, le gaz sera probablement le grand gagnant quand de nouvelles installations devront être construites.

Dans les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique, des questions relatives à la protection du saumon exercent une pression en baisse sur la production d'hydro-électricité alors qu'on s'attendait à une augmentation de la demande. Toutefois, les effets prévus de la restructuration de l'électricité ont modéré les attentes antérieures quant à une augmentation importante d'installations de production alimentées au gaz naturel.

Certains services publics d'électricité ont reporté leurs projets jusqu'à ce qu'ils soient mieux fixés sur la restructuration et le besoin de nouvelles centrales. Presque tous les projets de centrales électriques du secteur du Nord-Ouest servie par le gaz naturel ont été abandonnés ou sont en litige.

Additions à la capacité de transport

Il n'y a actuellement aucun projet d'accroissement de la capacité des gazoducs d'exportation canadiens par Huntingdon ou Kingsgate. La région de l'Ouest, la Californie en particulier, a connu une grande activité d'agrandissement des gazoducs depuis 1990 (p. ex., PGT, NWPL, Kern River, El Paso, Transwestern). Le grand excédent de capacité en résultant a déprimé les prix et rompu les liens de la région avec les tendances des prix sur le NYMEX.

Les deux mesures possibles pour atténuer la pression en baisse sur les prix sont l'augmentation de la demande et le réaménagement du réseau de gazoducs. Transwestern et El Paso envisagent des prolongements qui permettraient d'acheminer vers l'est une partie de leur gaz. Cela réduirait également la capacité à la frontière de la Californie.

Les promoteurs du projet de gazoduc Altamont/Wild Horse ont signalé en février 1996 que l'extension vers le marché de l'Ouest ne serait pas viable pour quelque sept à dix années encore. En conséquence, Altamont envisage de revoir son projet et de viser le marché du Midwest ou d'autres marchés plus à l'Est.

Facteurs de charge

En 1995, les gazoduc d'exportation vers la région de l'Ouest ont servi en moyenne à 80 % de leur capacité. Rappelons que les principaux gazoducs d'exportation fonctionnent essentiellement à pleine capacité et que trois gazoducs servant des utilisateurs particuliers, dont les facteurs de charge sont de 20 %, faussent la moyenne régionale. Le gaz canadien devrait demeurer concurrentiel; en conséquence, les facteurs de charge devraient demeurer élevés pendant toute la période de prévision. Les livraisons à PGT (Kingsgate) devraient augmenter marginalement de 91 % à 95 %. Les exportations par NWPL (Huntingdon) pourraient passer de 78 % à un

maximum de 83 %, selon la dynamique physique du carrefour de livraison de Huntingdon. Ainsi, le facteur de charge moyen atteindrait 84 % en l'an 2000.

Les facteurs de charge sur les gazoducs concurrentiels vers la Californie, soit ceux d'El Paso et de Transwestern, doivent aussi être examinés. Les facteurs de charge élevés de PGT et de Kern River ont été réalisés aux dépens d'El Paso et de Transwestern. Pendant plusieurs mois en 1995, les deux gazoducs du Sud ont connu des facteurs de charge se situant entre 30 % et 50 %. L'avenir semble morne également, puisque les deux gazoducs se heurtent à de graves problèmes de non-renouvellement de contrats. Environ $2 \times 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ de capacité seront vraisemblablement libérés au cours des quelques prochaines années par SoCalGas et PG&E. Ces faits, qui font réfléchir, inciteront à réorienter la capacité vers l'Est, à la recherche de prix plus élevés.

Volumes des exportations

La demande de gaz naturel canadien devrait augmenter de $1\,100 \times 10^9 \text{ pi}^3$ en 1995 à $1\,160 \times 10^9 \text{ pi}^3$ en l'an 2000 dans la région de l'Ouest. Cette croissance minimale résulte de l'absence de nouvelles expansions de la capacité de transport. Le résultat de l'augmentation de la demande régionale et de la croissance limitée des exportations sera une diminution de la part du marché, de 45 % en 1995 à 43 % en l'an 2000.

Autres événements réglementaires

Deux importants événements réglementaires actuels en Californie pourraient influencer grandement sur le marché et les exportateurs canadiens. Le premier est l'affaire continue des taux de PGT et le deuxième l'Accord sur le gaz de PG&E.

En novembre 1993, le prolongement du réseau de PGT a été mis en service et a accru la capacité d'exportation du Canada vers la Californie de $755 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$. La FERC avait initialement approuvé le projet en 1991 et autorisé des droits différentiels en attendant l'issue de la première affaire de taux de transport. Ce processus a commencé en février 1994 lorsque PGT a déposé une demande auprès de la FERC en vue de percevoir des droits établis par péréquation. La présentation de preuves et le contre-interrogatoire ont commencé en avril 1995.

La plupart des parties intéressées au Canada appuient la perception de droits établis par péréquation sur le réseau de PGT ou, au moins, ne s'y opposent pas, au motif que les droits différentiels ont créé un climat commercial inéquitable et inefficace. La CPUC conteste la perception de droits établis par péréquation et intervient dans l'affaire pour protéger d'une augmentation tous les clients californiens déjà servis par les installations antérieures de PGT.

Depuis plusieurs mois, PGT tente d'en arriver à un règlement avec ses anciens et nouveaux expéditeurs et la CPUC. S'il est approuvé par la FERC, le règlement mettrait fin à l'affaire des taux. Le 1^{er} février 1996, la FERC a prolongé les délais de dépôt de mémoires (dans l'affaire des taux) après avoir appris que beaucoup des parties avaient souscrit à un règlement en principe.

L'issue finale aura un effet direct sur les rentrées nettes des producteurs canadiens (qui sont à des creux historiques en Californie), parce qu'elle sera vraisemblablement un compromis entre l'ancien droit différentiel de $0,24 \text{ } \$ \text{ US}/10^3 \text{ pi}^3$ (avant le prolongement) et le nouveau droit différentiel de $0,43 \text{ } \$ \text{ US}/10^3 \text{ pi}^3$ (après le prolongement).

L'Accord sur le gaz de PG&E est une autre importante affaire réglementaire. Il comporte trois volets clés, qui visent principalement le dégroupement de la vente et du transport du gaz.

D'abord, PG&E propose d'offrir à ses clients des secteurs résidentiel et commercial (marché captif) le choix d'acheter d'elle-même ou d'autres fournisseurs. C'est là une extension de la politique d'achat direct visant le marché non captif, adoptée en 1988. Pour les exportateurs canadiens, cela augmentera énormément le nombre d'acheteurs (et le fardeau administratif), même s'ils seront pour la plupart de petits acheteurs. Certains commerçants pourront y voir l'occasion d'accaparer une part du marché. Toutefois, l'augmentation des exportations pourrait être limitée par la capacité des gazoducs.

Pour compenser les pertes de charge par suite de ventes directes, PG&E envisage de libérer graduellement de la capacité pipelinère qui est actuellement réservée au marché captif. La capacité détenue sur les réseaux de PGT, ANG et NOVA serait réduite du niveau actuel de $600 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ à $150 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ d'ici à l'an 2000. L'abandon de capacité réduirait les engagements à l'égard du marché captif sur les réseaux d'El Paso et de Transwestern, respectivement, à zéro et $150 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$.

Deuxièmement, PG&E propose de dégroupier ses fonctions et services de transport et de distribution de gaz. Cela supprimerait l'interfinancement et rendrait inutile l'«interdiction de transfert (crossover)». Cela pourrait accroître les rentrées nettes canadiennes, selon le réaménagement des taux.

En dernier lieu, l'Accord vise à régler des affaires réglementaires en suspens devant la CPUC, dont celles des taux relatifs à la capacité détenue sur le réseau de Transwestern et des frais de transition résultant de l'ordonnance 636, ainsi que l'étude du caractère raisonnable des coûts de capacité excédentaire par suite du projet de prolongement de gazoduc de PGT. Si l'on abordait la question du traitement discriminatoire dont font l'objet les expéditeurs canadiens, les exportateurs canadiens pourraient connaître une amélioration de leurs rentrées nettes.

PG&E a initialement proposé l'Accord sur le gaz en août 1995. Au 1^{er} mars 1996, aucun règlement n'était encore intervenu. La diversité des intérêts des parties et la complexité des questions ont fait traîner l'affaire. Il est possible qu'une nouvelle proposition de règlement soit faite sous peu aux parties.

Région du Midwest

Perspectives de la demande

La PIRA définit le Midwest d'une façon légèrement différente de RNCan. Toutefois, selon le taux de croissance projeté de 0,2 % de la PIRA pour la période de 1995-2000, la demande de la région du Midwest atteindrait $4\,440\,10^9\text{pi}^3$ d'ici à l'an 2000.

Cette progression est négligeable comparée au taux de croissance de 4 % connu en 1995. En outre, la demande de gaz du Midwest s'est accrue de $625\,10^9\text{pi}^3$ depuis 1990, soit un taux annuel moyen de croissance de 3 %. La demande du secteur résidentiel représentait 33 % de cette augmentation, tandis que celle des secteurs commercial et industriel et des services publics d'électricité atteignait, respectivement, 12 %, 45 % et 10 %.

Compte tenu de ces tendances récentes de la croissance de la demande du Midwest, les prévisions de la PIRA peuvent être quelque peu pessimistes.

Additions à la capacité de transport

Il a été proposé d'accroître de $700\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ la capacité du point d'exportation de Monchy (1998). Il s'agit de l'augmentation de la compression et du doublement du gazoduc de Foothills au Canada et de celui de Northern Border aux États-Unis. Northern Border projette également de prolonger son gazoduc pour permettre aux exportateurs canadiens d'avoir un meilleur accès à des marchés plus éloignés dans le Midwest, surtout dans la région de Chicago.

Il est proposé un autre important projet pipelinier vers le Midwest. La Northern Area Transportation Study (NATS) envisage un gazoduc d'une capacité de $800\text{ à }1\,200\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ allant du nord-est de la Colombie-Britannique à la région de Chicago en passant par l'Alberta. Ce projet en est aux étapes très préliminaires. Il indique bien la mesure dans laquelle les producteurs de l'Ouest canadien ont besoin de plus de capacité d'exportation vers les États-Unis. Il indique également un certain optimisme au sujet du Midwest des États-Unis comme

marché permettant d'accroître les exportations de gaz naturel canadien.

Il ne sera pas tenu compte du projet de la NATS dans nos prévisions tant qu'une demande d'approbation n'aura pas été adressée aux organismes de réglementation du Canada et des États-Unis.

Un certain nombre de nouveaux projets d'agrandissement de gazoducs ont également été proposés (mais aucune demande n'a été présentée à ce jour) depuis les Rocheuses américaines vers le Midwest. Un de ces projets est l'agrandissement proposé par la Wyoming Interstate Company du sud-ouest du Wyoming au centre du Nebraska, qui accroîtrait la capacité de $812\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$. Ces genres de projets accroîtraient la concurrence à laquelle le gaz canadien fait face sur le marché du Midwest.

Cet accroissement soudain du nombre de projets d'agrandissement de gazoducs semblent contredire le pessimisme quant à la croissance de la demande. Toutefois, il importe de se rappeler que ces projets viennent de régions dont la capacité de production à la tête des puits est excédentaire. En outre, le marché de rechange (c'est-à-dire la région de l'Ouest) n'est simplement pas une option en raison de la surcapacité existante des gazoducs et des prix déprimés.

Une autre question que tout cela soulève est celle de savoir ce qui arrive à la source d'approvisionnement actuelle du Midwest. Environ 65 % du gaz utilisé dans le Midwest vient actuellement de la côte du Golfe et du milieu du continent. Toutefois, si la production de ces régions demeure étale, tandis que la demande augmente, elles auront moins de gaz à expédier à d'autres régions, y compris le Midwest. En outre, les producteurs de la côte du Golfe et du milieu du continent peuvent penser avoir de meilleures rentrées nettes des États de la région du Sud atlantique.

Ces deux facteurs devraient permettre d'accroître les exportations de gaz canadien vers le marché du Midwest.

Même si les producteurs de l'Ouest du Canada et des États-Unis augmentent leur part du marché du Midwest d'ici à la fin de la décennie, cette région continuera de compter sur la côte du Golfe et le milieu du continent pour la plus grande partie de son approvisionnement.

Facteurs de charge

Comme la capacité d'exportation par le gazoduc de Northern Border a servi à de très hauts facteurs de charge depuis plusieurs années, nous supposons qu'il en sera de même de son prolongement. Nos prévisions supposent que la

capacité d'exportation actuelle vers le Midwest servira à un facteur de charge d'environ 93 % jusqu'en 1998. Il est supposé que les facteurs de charge diminueront à 89 % globalement cette année-là par suite de l'addition de nouvelle capacité et remonteront à 92 % au cours des années suivantes.

Volumes des exportations

Les exportations de gaz naturel canadien vers le Midwest ont atteint $1\,006\,10^9\text{pi}^3$ en 1995. Nous projetons que les exportations canadiennes vers le Midwest augmenteront à $1\,233\,10^9\text{pi}^3$ d'ici à l'an 2000. Le plus gros de cette augmentation surviendra en 1998, avec le prolongement du gazoduc de Northern Border.

Région du Nord-Est

Perspectives de la demande

La PIRA estime que la demande de gaz naturel devrait atteindre $3\,430\,10^9\text{pi}^3$ d'ici à l'an 2000, contre $3\,048\,10^9\text{pi}^3$ en 1995. Cette augmentation représente un taux moyen de croissance de 1,6 % par année au cours de la période de 1995-2000. Ce taux est sensiblement inférieur au taux annuel de croissance de 6 % connu au cours de la période de 1990-1995.

La croissance de la demande de gaz naturel dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel est liée à la croissance économique dans la région, qui devrait être modérée. La demande future du secteur industriel profitera vraisemblablement de l'avantage relatif qu'a le gaz sur le mazout en raison des prix qui devraient rester fixes.

Les importantes augmentations des ventes de gaz attendues antérieurement relativement à la production d'électricité ont été considérablement réduites. Selon la PIRA, les augmentations de la demande dans ce secteur, qu'on estimait antérieurement à environ 10 % par année, ont été ramenées à environ 5 % par année pour la période de prévision. Les modifications qui pourraient être apportées à la Public Utilities Regulatory Policies Act

(PURPA) et qui pourraient réduire le nombre d'installations de production d'électricité alimentées au gaz, conjuguées à un excédent de capacité de production d'électricité, ont étouffé l'enthousiasme pour les nouvelles installations de production d'électricité alimentées au gaz.

Les gains d'efficacité des installations de production actuelles, qui résultent des initiatives de déréglementation de l'électricité, devraient permettre de répondre au gros de l'augmentation de la demande d'électricité d'ici à l'an 2000. Le gaz devrait continuer d'être le combustible de choix pour les nouvelles installations de production, mais il n'est pas prévu qu'il en faudra d'autres avant le prochain siècle.

Additions à la capacité de transport

La capacité d'exportation ne devrait pas augmenter considérablement au cours de la période de prévision. TransCanada PipeLines Limited accroîtra la capacité de son réseau en 1996 pour remplir quatre nouveaux contrats d'exportation vers le Nord-Est. Il s'agit d'une augmentation de capacité de $25\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ pour servir le point d'exportation d'Iroquois ainsi que de $24,5\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ pour servir le point d'exportation de Niagara. Compte tenu des

demandes d'agrandissement de gazoducs présentées aux organismes de réglementation à la fin de 1995, la capacité d'exportation vers la région du Nord-Est ne devrait pas augmenter considérablement au cours de la période de prévision.

À ce moment-ci, un certain nombre de nouveaux projets de gazoducs intéressant les exportateurs canadiens ont le vent en poupe sur le marché du Nord-Est, bien qu'aucune demande d'approbation n'ait encore été présentée aux organismes de réglementation. Il s'agit, entre autres, du projet de Portland Natural Gas Transmission System et Maritimes Northeast Pipeline touchant le transport de gaz naturel extrait au large de la côte de la Nouvelle-Écosse vers les marchés du Nord-Est.

Toutefois, les incertitudes relatives à la déréglementation de l'électricité et la poursuite de la déréglementation du gaz naturel à l'échelon des États incitent peu le marché à faire de grands investissements à ce moment-ci. En outre, le marché est en mesure de choisir entre un certain nombre d'options d'approvisionnement pour répondre à ses besoins. Figurent au nombre de celles-ci les livraisons du type juste à temps en provenance

de la côte du Golfe, le stockage de GNL en vue de répondre à la demande de pointe ainsi que le stockage additionnel dans des cavernes de sel.

Facteurs de charge

Comme les perspectives de fortes augmentations de la capacité d'exportation sont limitées, les facteurs de charge sur les gazoducs servant le Nord-Est devraient demeurer très élevés durant la période de prévision. Le facteur de charge de 95 % enregistré cette année devrait continuer de s'accroître graduellement par suite de la poursuite de l'optimisation des installations pour atteindre près de 100 % d'ici à la fin de la décennie.

Volumes des exportations

Les exportations de gaz canadien vers le Nord-Est devraient continuer d'augmenter au rythme de l'accroissement de la capacité des gazoducs vers la région. Les nouvelles possibilités d'exportation créées par les agrandissements mineurs envisagés au cours des deux prochaines années nous mènent à prévoir que les exportations canadiennes vers le Nord-Est atteindront $654 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ en 1997 et se stabiliseront à $663 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3$ vers l'an 2000.

III. Mise à jour touchant la réglementation

Introduction

À ce jour, une grande partie de l'industrie du gaz naturel a été déréglementée, surtout dans le secteur amont. Néanmoins, les organismes de réglementation des États-Unis et les parties concernées continuent de rechercher une concurrence accrue en matière de transport et de distribution, au moyen, par exemple, de dégroupement des services offerts par les distributeurs locaux, de taux axés sur le marché et de réglementation incitative. Les principes traditionnels régissant l'établissement de taux ont fait l'objet d'un examen plus serré et, dans certains cas, comme celui de la méthode d'établissement de droits par suite de

l'agrandissement d'un gazoduc, des changements ont déjà été mis en oeuvre.

Ces divers événements réglementaires États-Unis peuvent influencer sur le commerce du gaz naturel entre le Canada et les États-Unis. Dans le contexte commercial d'aujourd'hui, les exportateurs canadiens sont vivement intéressés aux décisions réglementaires des États-Unis qui pourraient influencer sur les initiatives visant à accroître la capacité des gazoducs d'exportation du Canada ainsi que sur les activités de commercialisation aux États-Unis.

A. Droits établis par péréquation ou droits différentiels

Le 31 mai 1995, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis a publié un énoncé de politique qui établissait les lignes directrices touchant la question de savoir si les coûts d'agrandissement de gazoducs entre États devraient être recouverts au moyen de droits établis par péréquation ou de droits différentiels.

L'énoncé de politique de la FERC mettait fin à un processus de révision générique des observations présentées par de nombreuses parties, dont des producteurs, des entreprises pipelinières, des services publics, et de gros utilisateurs industriels et producteurs d'électricité. Le processus de révision est né du renvoi, en juillet 1994, par une Cour d'appel des États-Unis de la décision de 1991 de la FERC prévoyant l'application de droits différentiels relativement à l'agrandissement du réseau de Great Lakes Gas Transmission.

i) Volets de la politique

L'énoncé de politique de la FERC comporte essentiellement trois éléments : 1) l'examen des taux à l'audience portant sur la demande de certificat; 2) les critères pour déterminer la bonneméthode d'établissement de droits; 3) les

mesures d'atténuation de l'incidence sur les taux.

Pipeliner gênait l'expansion du La FERC vise à assurer une plus grande certitude quant aux taux en établissant un barème de taux durant l'audience portant sur la demande de certificat d'autorisation d'agrandissement d'un gazoduc. Dans la première affaire de taux dont elle sera saisie en vertu de l'article 4, la FERC prendra une décision finale sur l'établissement de droits, conformément à ses conclusions de l'audience portant sur la demande de certificat, à moins que les parties ne démontrent que les circonstances ont changé de façon considérable. Auparavant, la FERC ne se prononçait pas sur les questions de répartition des coûts avant d'en arriver à la phase de l'établissement de taux en vertu de l'article 4, bien après que le projet d'agrandissement ait été exécuté et mis en service. L'incertitude qui résultait de ne pas savoir quelle méthode d'établissement de droits serait éventuellement adoptée dans le cas d'un nouveau projet marché.

Selon la nouvelle politique de la FERC, il y aura présomption de droits établis par péréquation si les nouvelles installations sont intégrées à celles qui existent, que les clients actuels en tirent des avantages opérationnels et financiers et que l'augmentation des taux pour les clients existants, par suite de l'application de droits établis par péréquation touchant les nouvelles installations, ne dépasse pas 5 %. Si l'augmentation est supérieure à 5 %, la société pipelinière doit démontrer que les avantages qu'en tirent les clients existants sont proportionnés à l'incidence sur les taux. En outre, la FERC a statué que la société pipelinière devait proposer des mesures qui atténueraient les effets d'une hausse brutale des taux sur les clients existants.

ii) Conséquences de la politique

Durant le processus de révision générique, de nombreux intervenants canadiens ont appuyé une formule générique de fixation de droits qui permettrait la péréquation des coûts d'agrandissement d'un réseau intégré de gazoducs qui assure le même niveau de service au même marché destinataire. Mais la FERC examine les cas un par un, ce qui ne semblerait pas offrir le niveau de certitude quant au barème des taux que beaucoup espéraient. Ce n'est qu'après que des taux préétablis par la FERC à l'occasion d'audiences portant sur des demandes de certificat auront par la suite été examinés en vertu de l'article 4 qu'il sera possible d'évaluer vraiment le degré de certitude touchant les taux que garantit la nouvelle politique.

Le seuil retenu par la FERC suscite également des inquiétudes. La limite de 5 % semblerait indiquer que les grands projets d'agrandissement ne pourraient bénéficier d'une présomption de droits établis par péréquation, surtout dans le cas d'un réseau relativement amorti. L'incertitude quant au barème des taux subsisterait donc ou, comme certains pensent, il y aurait une présomption contraire en faveur de droits différentiels. En outre, la FERC n'a pas mentionné dans sa

politique le poids qu'elle accorderait aux avantages opérationnels et financiers ni comment elle équilibrerait les avantages de nature quantitative et qualitative.

L'exigence de la FERC quant aux mesures d'atténuation à proposer a également soulevé des questions. Si les avantages qui sont retirés de l'ensemble du réseau sont proportionnés à une importante augmentation des taux, il peut être soutenu qu'ils constituent eux-mêmes une mesure d'atténuation suffisante et qu'aucune autre ne s'impose. Toutefois, si les avantages ne sont pas proportionnés, il n'est pas clair que la FERC approuverait des droits établis par péréquation à la lumière des mesures d'atténuation proposées.

iii) Application de la politique

Par suite de la publication de son énoncé de politique, la FERC a rendu un certain nombre de décisions touchant des demandes de certificat par lesquelles elle établissait d'avance des taux par péréquation. Toutefois, les décisions ne précisent pas avec quelle rigueur la FERC appliquera le seuil de 5 %. La plupart des approbations de taux établis par péréquation concernent de petits projets d'agrandissement. Tous sauf un proposaient une augmentation de taux inférieure à 5 %. Dans le cas faisant exception, celui de Northwest Pipeline, les taux augmenteront de 7,12 % par suite du projet d'agrandissement du réservoir de stockage de Jackson Prairie. Toutefois, cette augmentation des taux n'est que marginalement plus élevée que le seuil établi par la FERC et les clients existants n'ont pas contesté le projet.

Quant aux avantages obtenus à l'échelle du réseau, la FERC a examiné la plupart des avantages opérationnels et financiers d'un point de vue qualitatif et général (voir le tableau 7). Toutefois, on ne sait toujours pas dans quelle mesure la FERC évaluerait les avantages obtenus à l'échelle du réseau si l'augmentation des taux excédait de beaucoup 5 %.

Tableau 7

Exemple d'approbations par la FERC de droits établis par péréquation

Dossier	Détails de l'agrandissement	Incidence sur les taux	Avantages opérationnels	Avantages financiers
Northwest CP95-576 4 oct. 95	- augmentation des retraits à Jackson Prairie - 1,8 million \$	7,12 %	- souplesse accrue et capacité de régulation de la demande de pointe - suppression de déséquilibres de transport	
Southern Nat. CP95-500 16 oct. 95	- 2 compresseurs - 14,7 millions \$	0 % 10 ans 1 % après	- sources additionnelles d'approvisionnement - suppression de contrainte de capacité	- réduction des coûts hors réseau - diminution du coût du gaz - contribution de nouveaux expéditeurs
Northwest CP93-613 et al 20 déc. 95	- doublement de gazoduc - compression - 116,2 millions \$	2,63 %	- réduction des contraintes du réseau - points de réception et de livraison souples - raccordement de nouveaux marchés	- évitement de perte de demande contractuelle - remplacement de la demande contractuelle perdue - réduction des coûts d'agrandissement futurs
K N Interstate CP95-113 18 janv. 96	- 52 m. - doublement de 16 po. - 1 compresseur - 14,9 millions \$	-2,2 % à +0,6 %	- plus grande fiabilité et souplesse - élimination de goulet d'étranglement - meilleur accès aux sources d'approvisionnement	
CNG CP95-109 31 janv. 96	- 5 m. - doublement de 30 po. - 8 millions \$	0,5 %	- augmentation de la pression et donc de la fiabilité du réseau	- les expéditeurs peuvent utiliser les nouvelles installations à titre de points de réception et de livraison secondaires

L'opinion dissidente exprimée par le président Moler dans la décision rendue le 26 juillet 1995, dans l'affaire Great Lakes (RP91-143-027), peut représenter la plus forte indication de la direction dans laquelle la FERC se dirige. Le président Moler a beaucoup insisté sur les effets d'une hausse brutale des taux, soutenant que l'incidence sur les taux doit être proportionnée aux avantages qu'en tirent les clients existants. Cela étant, les promoteurs d'un agrandissement qui proposeraient des droits établis par péréquation faisant augmenter les taux de bien plus de 5 % auraient une difficile bataille à livrer. Cela serait malheureux, compte tenu des événements du dernier hiver qui font ressortir le besoin de mieux intégrer et d'agrandir le réseau pipelinier nord-américain pour faciliter un meilleur accès aux sources d'approvisionnement et aux marchés.

iv) Application de l'ancienne et de la nouvelle politique

La décision de la FERC d'approuver des droits établis par péréquation dans le cas du projet d'agrandissement de 1990 de Great Lakes n'est pas un précédent sur lequel repose sa nouvelle politique. La FERC a affirmé qu'elle s'était trompée dans sa décision et n'aurait pas dû appliquer le «test des avantages proportionnés» qui avait mené à l'adoption de droits différentiels. Au contraire, la FERC a conclu qu'elle aurait dû appliquer son ancienne politique, connue sous le nom de «test de Battle Creek», selon laquelle des droits établis par péréquation sont autorisés si les installations agrandies font partie intégrante du réseau principal et peuvent apporter des avantages tangibles à tous les clients. En outre, la FERC a indiqué clairement que sa nouvelle politique de 1995 ne devrait pas être appliquée de façon rétroactive à l'affaire Great Lakes.

La FERC a précisé davantage ce jugement dans sa décision du 20 décembre 1995 concernant l'agrandissement de Northwest Pipeline (CP93-613 et autres). La FERC a conclu que, même si elle avait déjà rendu une ordonnance définitive touchant la délivrance d'un certificat et approuvé des taux initiaux, il convenait d'appliquer sa nouvelle politique dans l'affaire Northwest parce que, à la différence de la situation qui existait dans l'affaire Great Lakes, les taux relatifs à l'agrandissement de Northwest n'avaient pas été mis en vigueur et l'agrandissement des installations faisait toujours l'objet d'une audience portant sur des modifications.

Selon ce raisonnement, on pourrait soutenir que la FERC devrait également appliquer le «test de Battle Creek» pour déterminer la méthode d'établissement des droits à employer dans le cas de l'agrandissement de 1993 de Pacific Gas Transmission (PGT). Toutefois, la question semblerait être toute théorique, puisque les négociations de PGT dans son affaire de taux (RP94-145) ont mené à une entente de principe.

v) Northern Border

À ce moment-ci, il n'est pas certain que la décision que prendra la FERC dans le cas du projet d'agrandissement et de prolongement de Northern Border (CP95-194) éclairera quelque peu sur ce qui sera fait en cas de hausse brutale des taux. Selon sa demande, Northern Border a affirmé que des droits établis par péréquation se traduiraient par une réduction de 12,6 % du coût unitaire du taux de service au mille. Toutefois,

Natural Gas Pipeline conteste le plan de taux d'amortissement que Northern Border a utilisé dans ses calculs. En outre, la question de taux d'amortissement fait l'objet d'une révision dans une affaire parallèle, soit l'audience prochaine visant les taux de Northern Border (RP96-45).

vi) Conclusion

L'établissement de droits par péréquation devrait favoriser un réseau pipelinier nord-américain dynamique, adaptable à l'évolution du marché et de l'approvisionnement. Un régime réglementaire devrait faciliter l'abandon et l'addition de nouveaux gazoducs selon les besoins du marché et ne pas créer d'infrastructure statique. Cela est particulièrement pertinent dans le contexte d'aujourd'hui, qui est caractérisé par une augmentation de la demande de gaz naturel sur les marchés de l'Est, la formation de goulets d'étranglement à l'échelon du transport régional et la restructuration du secteur de l'électricité et des services des distributeurs locaux.

En dernier lieu, l'établissement de droits différentiels ne faciliterait pas l'agrandissement et l'intégration continus du réseau pipelinier de gaz naturel en Amérique du Nord. En outre, dans un contexte déréglementé et concurrentiel, la méthode d'établissement des taux doit traiter de la même façon tous les expéditeurs utilisant un système de transport, sans faire de distinction entre ceux qui sont à la recherche de marchés et ceux qui sont à la recherche de sources d'approvisionnement.

B. Dégrouperment des services des distributeurs locaux

Après la mise en oeuvre de l'ordonnance 636 de la FERC, dernière étape du dégroupement des services dans le secteur pipelinier interétatique, l'étape suivante de la dérégulation du gaz naturel aux États-Unis semble cibler les distributeurs locaux. Ces derniers et les organismes de réglementation des États réagissent à l'évolution de la dynamique du marché. Les distributeurs locaux voient le dégroupement comme un moyen de maintenir la concurrence avec les entités non réglementées et les organismes de réglementation des États visent à accroître la concurrence et l'efficacité économique.

Les ventes directes représentent la forme la plus simple de dégroupement. Des clients qui sont des utilisateurs finals concluent des ententes d'achat-vente : ils achètent du gaz à des fournisseurs de gaz naturel en amont et le revendent à un distributeur local, à l'entrée de la ville ou plus en amont, au coût moyen pondéré de ce dernier. Le gaz est ensuite livré à l'utilisateur final par le service de vente du distributeur local et le consommateur paie le gaz au taux regroupé. L'utilisateur final obtient un rabais fondé sur la différence entre le prix de son tiers fournisseur contractuel et le coût moyen pondéré du distributeur local.

Ces dernières années, presque tous les distributeurs locaux ont fait un pas de plus et ont séparé les services relatifs aux produits et à la distribution, bien que l'accès à la capacité de distribution ait généralement été limitée aux grands et petits clients des secteurs industriel et commercial et aux installations de cogénération. La prochaine étape du dégroupement des services des distributeurs locaux soulèvent deux questions : celles de savoir si les services relatifs à la distribution et aux produits des distributeurs locaux devraient être séparés dans le cas du marché captif et si les services de distribution des distributeurs locaux devraient être complètement dégroupés (p. ex., ceux de gestion de la demande, la facturation, le comptage, les services financiers, etc.).

Divers distributeurs locaux et organismes de réglementation établissent des lignes directrices ou des programmes expérimentaux touchant le dégroupement des services de distribution. Les questions visées vont de la mesure dans laquelle les services devraient être dégroupés aux catégories de clients qui auront accès aux nouveaux services. Pour le moment, les organismes de réglementation, les distributeurs locaux et les autres parties intéressées se débattent avec de nombreuses questions, y compris celles du rôle du distributeur local relativement à l'obligation de servir, la préservation de l'intégrité opérationnelle (regroupement de la demande, comptage quotidien, etc.), le transfert de coûts entre les catégories de clients, le traitement des coûts redondants, l'effet de la restructuration de l'électricité sur la concurrence entre les combustibles et la tendance croissante à la commercialisation d'un service d'énergie totale.

Le dégroupement des services des distributeurs locaux ne devrait pas avoir de grandes répercussions sur le secteur amont de l'industrie du gaz naturel, sur le plan global de l'approvisionnement. La poursuite du dégroupement ne devrait pas faire augmenter la demande de gaz naturel. La plupart des grands consommateurs de gaz naturel ont déjà accès à diverses sources d'approvisionnement.

Toutefois, le dégroupement des services des distributeurs locaux pourrait influencer considérablement sur les stratégies de commercialisation des producteurs. Il y aura à tout le moins une augmentation de la concurrence au-delà de l'entrée des villes, qui pourrait influencer sur tous les aspects de la chaîne de valeur, y compris les prix à la tête des puits. Les besoins des clients évolueront à mesure que les acheteurs de petits volumes présentant une grande variété d'éléments concurrentiels accéderont au marché. Cet aspect sera particulièrement important si les services de distribution sont complètement dégroupés. Ceux qui sont innovateurs et réagissent

rapidement bénéficieront de nouvelles possibilités d'affaires. Les stratégies potentielles vont du regroupement d'utilisateurs finals à la conclusion d'alliances stratégiques entre des producteurs et des entreprises en aval, y compris des commerçants, des exploitants de gazoducs et des distributeurs locaux.

Néanmoins, comme beaucoup d'organismes de réglementation d'État agiront isolément, les forces amenant le changement ne seront pas uniformes. Par exemple, un certain nombre de programmes expérimentaux et d'essais pilotes lancés dans le secteur résidentiel ont eu des résultats différents, allant d'un intérêt limité à la conclusion de marchés entre clients et commerçants.

C. Taux axés sur le marché

Le 31 janvier 1996, la FERC a publié un énoncé de politique qui établissait un cadre d'examen de taux axés sur le marché. Essentiellement, la FERC n'autorisera pas de taux axés sur le marché à moins qu'elle ne conclut soit à l'absence de pouvoir sur le marché, soit à ce que ce pouvoir sera suffisamment atténué. La FERC définit le pouvoir sur le marché comme étant la capacité d'une société pipelinère de maintenir à son avantage les prix au-dessus des niveaux concurrentiels pendant une période importante.

La FERC a établi des critères précis qu'elle appliquerait à chaque cas séparément. D'abord, elle définirait les marchés pertinents en déterminant les produits ou services particuliers ainsi que leurs remplacements. La FERC examinerait la disponibilité de remplacements dans un délai raisonnable et comparerait le niveau des prix et la qualité des services de remplacement avec ceux du demandeur. La FERC examinerait également le nombre de vendeurs d'un produit ou d'un service sur une base géographique, selon les points de réception et de livraison du gazoduc.

La deuxième étape serait d'évaluer la part et la concentration du marché du demandeur. Pour établir le niveau de pouvoir du demandeur sur le

Au Canada, les clients du marché captif comme du marché non captif ont accès à des mécanismes de ventes directes, ce qui diversifie l'approvisionnement. Toutefois, les organismes de réglementation provinciaux en sont encore à examiner, certains plus activement que d'autres, s'il y a lieu de séparer la fonction de commerçant du distributeur local de sa fonction de distribution. La Commission de l'énergie de l'Ontario a organisé des ateliers en décembre 1995 et janvier 1996, mais elle n'a pas encore indiqué dans quelle direction elle irait. Au Manitoba, la Régie des services publics mettra en train son processus en tenant une audience publique sur le dégroupement des services des distributeurs locaux le 22 avril 1996.

marché, la FERC utilisera l'indice Hirschman-Herfindahl (IHH), qui est une mesure économique de la concentration industrielle fondée sur la somme des parts au carré des ventes de toutes les entreprises dans une industrie. Au lieu d'adopter un seuil rigide, la FERC fera un examen plus rigoureux si le IHH est supérieur à 0,18 et moins rigoureux s'il y est inférieur.

La troisième étape consisterait en un examen d'autres facteurs pertinents, y compris la facilité d'accès au marché, l'existence d'un pouvoir acheteur et les mesures possibles d'atténuation qui empêcheraient d'exercer un pouvoir sur le marché.

En établissant son processus d'autorisation, la FERC a indiqué qu'elle maintiendrait sa politique actuelle de recourir à des ordonnances déclaratoires pour se prononcer sur chaque demande de taux axés sur le marché. En cas de décision favorable, le demandeur aurait à déposer le tarif approprié pour que les taux axés sur le marché puissent être mis en vigueur.

Il est prévu que l'application de taux axés sur le marché se limiterait au service de transport garanti primaire en raison de caractéristiques

existantes de pouvoir sur le marché. Toutefois, les taux axés sur le marché pourront jouer un rôle important en ce qui concerne les autres services de transport, tels que la libération de capacité, le service interruptible, le transport garanti à court terme et les services de carrefour.

En outre, l'énoncé de politique sur les taux axés sur le marché comprenait une décision d'établir une procédure distincte pour examiner les programmes possibles de taux négociés (assortis, à titre de moyen de recours, de taux traditionnels axés sur le coût du service) comme un moyen viable d'établir des droits souples et efficaces lorsque des taux axés sur le marché ne conviendraient pas.

D. Réglementation incitative

La réglementation incitative se rapporte généralement à des structures de taux visant à promouvoir l'efficacité des opérations de services publics réglementés. Les économies que procure l'accroissement de l'efficacité sont généralement partagées entre les clients et les actionnaires du service public suivant une formule et des normes préétablies, souvent par le service public et ses actionnaires, mais approuvées par l'organisme de réglementation compétent. L'objectif typique d'une réglementation incitative est de favoriser un comportement concurrentiel dans un contexte caractérisé par le pouvoir sur le marché.

Dans le cadre de son énoncé de politique sur les autres formules d'établissement de taux, publié le 31 janvier 1996, la FERC a également modifié sa politique de 1992 relative à la réglementation incitative. Il n'est plus nécessaire de quantifier les avantages, et les taux incitatifs peuvent excéder les taux traditionnels axés sur le coût du service. Toutefois, la société pipelinière qui propose un programme incitatif doit partager les gains d'efficacité avec ses clients. Les révisions résultaient probablement de l'absence de réaction à son énoncé de politique de 1992.

À ce jour, la grande majorité des initiatives d'établissement de taux incitatifs aux États-Unis ont été prises à l'échelon des États. Les organismes de réglementation de nombreux États ont adopté quelque type de taux axés sur le

rendement pour les services publics. La principale différence d'avec les programmes pipeliniers interétatiques est que les taux axés sur le rendement des distributeurs locaux tendent à porter sur les activités d'approvisionnement et non celles de transport.

Au Canada, l'Office national de l'énergie a approuvé, en février 1996, un règlement incitatif touchant le recouvrement de coûts et de partage de recettes proposé par TransCanada Pipelines (TCPL). Ce règlement résultait de négociations entre TCPL, ses expéditeurs et autres parties intéressées. Aux termes du règlement, près de 40 % du total des besoins en recettes de TCPL (1,8 milliards \$) sera soumis à une réglementation incitative sur une période de quatre ans allant de 1996 à 1999. Font partie de l'enveloppe incitative les coûts contrôlables, tels les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le rendement des capitaux propres, l'impôt sur le revenu et l'amortissement en sont exclus et continueront d'être comptabilisés comme éléments recouvrables. Les économies résultant de cette entente seront partagées également entre TCPL et ses expéditeurs.

D'autres sociétés de transport de gaz naturel au Canada ont suivi de près l'affaire du règlement de TCPL et examinent la possibilité d'établir des programmes semblables dans le proche avenir.

Annexe

Restructuration de l'électricité aux États-Unis

L'industrie de l'électricité aux États-Unis est dans une période de déréglementation et de restructuration rapide. Le processus transformera sans doute les marchés et la structure de l'industrie de l'électricité. Toutefois, les répercussions éventuelles de la restructuration de l'électricité sur l'industrie du gaz naturel nord-américain sont pour le moment incertaines.

La présente section résume le processus de restructuration de l'électricité. Elle renferme un bref aperçu de la législation antérieure, suivi d'une analyse des initiatives actuelles et de leurs répercussions sur les marchés de l'électricité. Sont présentées en dernier lieu, les perspectives selon les facteurs positifs et négatifs qui pourraient influencer sur l'industrie du gaz naturel.

I. Situation actuelle

L'industrie de l'électricité des États-Unis est dominée par des services publics verticalement intégrés qui produisent, transportent et distribuent de l'électricité aux consommateurs sur un marché monopolistique hautement réglementé. La vente en gros d'électricité et le transport inter-États sont réglementés par la FERC. La vente au détail et le transport intra-État relèvent de chaque État. La restructuration se poursuit à l'échelon fédéral depuis 1978. Les États individuels entreprennent également des initiatives de restructuration.

A. Principaux règlements et initiatives

i) Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA 1978)

- But :** Encourager la cogénération et l'utilisation de ressources renouvelables pour produire de l'électricité.
- Exigence :** Les services publics doivent acheter de l'électricité de PÉI agréés au coût évité.
- Résultat :** Il a été démontré que les PÉI peuvent concurrencer avec succès les services publics. Par suite de la PURPA, les PÉI détenaient 10 % de la capacité totale de production d'électricité aux États-Unis en 1992.
- Situation :** Des projets de loi présentés récemment à la Chambre des représentants et au Sénat visent à modifier la PURPA pour supprimer l'exigence que les services publics achètent l'électricité des PÉI. Les contrats existants entre les services publics et les PÉI demeureraient en vigueur.

ii) National Energy Policy Act (NEPA 1992)

- But :** Éliminer le pouvoir sur le marché que détiennent, en matière de transport, les services publics verticalement intégrés.
- Exigence :** Conférer à la FERC le pouvoir d'ordonner aux services publics de permettre aux concurrents de transporter l'électricité sur leurs réseaux dans le cas de transactions au prix de gros (transit d'électricité vendue en gros).

Résultat : Meilleur accès de tiers au réseau de transport.

Situation : Les propriétaires de réseaux de transport conservent un avantage sur les vendeurs en gros d'électricité qui n'ont pas leur propre réseau, pour ce qui est de l'accès immédiat à la gamme complète des services de transport.

iii) Avis de projet de règle de la FERC touchant le libre accès au transport (NOPR 1995)

But : Donner à tous les acheteurs et vendeurs en gros d'électricité un accès égal au transport d'électricité.

Exigence : Les services publics qui possèdent ou contrôlent des installations de transport servant à des transactions interétatiques doivent déposer des tarifs pour les services de transport et les services auxiliaires (tarifs de transit) et offrir des services de transport d'électricité vendue en gros conformément à ces tarifs. Les services publics doivent fournir des renseignements au sujet de la capacité de transport disponible à leurs clients éventuels. Les services publics peuvent recouvrer les coûts redondants des clients qui partent.

Situation : Une règle définitive est prévue pour le printemps de 1996.

Principales questions soulevées par l'avis de projet de règle de la FERC

La FERC a reçu environ 300 mémoires en réponse à sa demande d'observations. La Commission doit régler plusieurs importantes questions avant d'en arriver à une règle définitive.

- Est-ce que la FERC a le pouvoir d'ordonner aux services publics de déposer des tarifs touchant le libre accès au transport? Ces tarifs sont le fondement de la règle proposée. Certaines parties soutiennent que le pouvoir de la FERC se limite à ordonner aux services publics d'assurer le transit d'électricité.
- La proposition de la FERC touchant le recouvrement des coûts redondants liés à l'accès au transport d'électricité vendue en gros est litigieuse. Les opposants de la proposition soutiennent que le recouvrement des coûts redondants des clients qui partent créera un obstacle à la concurrence en retenant effectivement ces clients en captivité.
- Quelle est l'efficacité de la règle proposée au chapitre de la promotion de la concurrence sur le marché de la production d'électricité au prix de gros? La séparation des actifs de production de ceux du transport et de la distribution peut être nécessaire pour éliminer le pouvoir sur le marché des services publics verticalement intégrés. Les services publics qui sont propriétaires et qui contrôlent à la fois la production et le transport peuvent tendre à favoriser leurs propres affaires plutôt que celles de nouveaux venus sur le marché.
- La tarification du service de transport en cas de libre accès n'a pas été établie. C'est là un problème parce que l'électricité ne suit pas un chemin prédéterminé lorsqu'elle est transportée d'un point à un autre. La tarification actuelle est fondée sur le trajet contractuel. Les autres options comprennent des taux fondés sur la zone et la distance.

iv) Initiatives de restructuration d'États

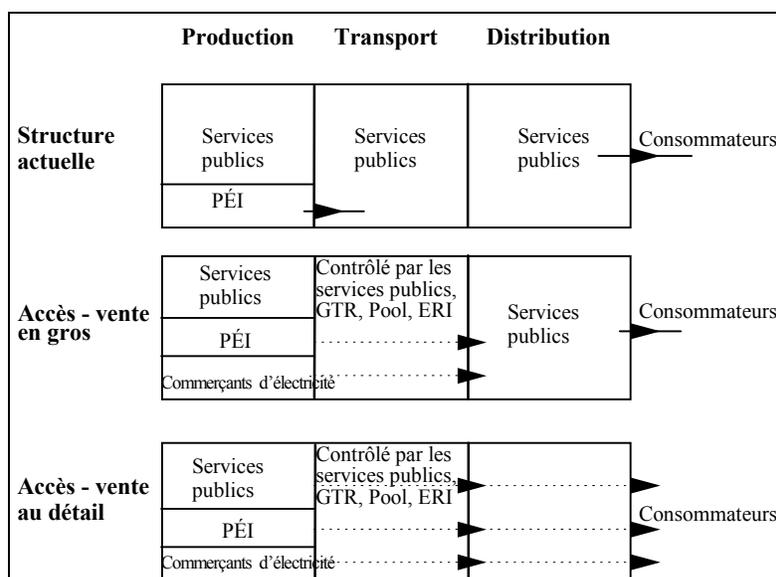
La plupart des États examinent diverses options de restructuration et plusieurs ont élaboré des propositions de restructuration des services d'électricité. Ces propositions visent le dégroupement des fonctions de production, de transport et de distribution, les méthodes d'établissement de taux autres que celles axées sur les coûts et la législation touchant le transit de l'électricité vendue au détail. De nombreux analystes de marchés croient que la clé d'un marché concurrentiel de production d'électricité est soit l'accès direct des commerçants aux consommateurs d'électricité, soit le transit de toute électricité vendue au détail.

La Californie est l'État qui est le plus avancé au chapitre de la restructuration du marché de l'électricité. La California Public Utilities Commission (CPUC) a rendu une décision définitive en décembre 1995 touchant la restructuration de l'électricité. Le plan proposait un pool volontaire d'électricité vendue en gros lié à un exploitant de réseau de transport indépendant. L'accès au transport d'électricité vendue au détail serait implanté graduellement sur une période de cinq ans à partir du 1^{er} janvier 1998. La distribution continuerait de relever des services publics, mais elle serait soumise à des taux axés sur le rendement.

B. Répercussions sur la structure de l'industrie de l'électricité

La législation fédérale et étatique envisagée changera à la fois les joueurs et leur rôle dans l'industrie de l'électricité. Les services publics se préparent à faire face à une plus grande concurrence. De nombreux services publics verticalement intégrés séparent volontairement leurs fonctions de production, de transport et de distribution en unités fonctionnelles, comme l'a proposé la FERC en mars 1995. Des groupes de transport régionaux (GTR), établis aux termes des dispositions touchant l'accès au transport de la NEPA, continuent de se former. Les GTR offrent un moyen de planifier le transport régional et sont un pas vers un plus grand libre accès au transport. La figure A1 présente une comparaison de ces trois scénarios : la structure réglementée actuelle, le transit d'électricité vendue en gros comme le propose la FERC et le transit d'électricité vendue au détail.

Figure A1



Des entreprises d'électricité et de gaz naturel se sont unies et des entreprises d'électricité ont fusionné en vue de réduire leurs coûts et d'accroître la gamme de services qu'elles peuvent fournir. Des commerçants et des courtiers d'électricité sont entrés sur le marché de l'électricité pour tirer profit des possibilités que devraient offrir des conditions plus concurrentielles.

À mesure que progressera la restructuration, les services publics verticalement intégrés continueront de dégroupier leurs services. Les entreprises de production, de transport et de distribution qui en résulteront pourront à leur tour se regrouper pour gagner en efficacité. Ce regroupement peut comprendre des partenariats entre des entreprises d'électricité ou entre des entreprises d'électricité et de gaz.

En outre, les entreprises de distribution d'électricité qui se départiront de leurs actifs de production pourront se concentrer sur la vente de services énergétiques plutôt que sur seulement de l'électricité. Les distributeurs et les commerçants d'énergie viseraient à trouver la meilleure technologie pour répondre à un besoin donné d'énergie. À cet égard, le regroupement des deux industries intensifierait la concurrence entre l'électricité et le gaz naturel au chapitre des utilisations finales.

II. Perspectives

La plupart des prévisionnistes sont d'avis qu'à court terme, soit de 1996 à l'an 2000, il ne sera pas nécessaire d'accroître considérablement la capacité de production d'électricité car les services publics chercheront alors à rationaliser les opérations et à tirer profit de la capacité excédentaire actuelle de production d'électricité à bas coût. L'accès amélioré à la production d'électricité en vertu d'un plus grand libre accès au transport réduirait les besoins de capacité de réserve.

À plus long terme, soit jusqu'à l'an 2010, le besoin d'additions à la capacité de production d'électricité est incertain. Le besoin de nouvelles installations dépendra du plan de retraite des installations alimentées au charbon et à l'énergie nucléaire, de l'évolution de la dynamique du marché par suite de la concurrence et des progrès techniques.

Le gaz naturel est bien placé pour accaparer une part croissante de l'industrie de l'électricité qui se transforme. Le gaz a beaucoup d'avantages sur d'autres combustibles au chapitre de la production d'électricité. Le bas coût en capital, la souplesse d'exploitation, la brièveté de la période de construction, la possibilité d'accroître petit à petit la capacité et les émissions sensiblement moins élevées favorisent le choix du gaz naturel pour la production d'électricité.

Initialement, les prévisions étaient nombreuses que le gaz naturel accaparerait une large part de l'augmentation de la production d'électricité. Toutefois, à mesure que se poursuit la restructuration, les attentes se trouvent tempérées. Les deux listes qui suivent énumèrent des facteurs pour et contre la consommation de gaz sur le marché de la production d'électricité.

Facteurs menant à une baisse de la consommation de gaz naturel

- La concurrence fondée sur le coût marginal tendrait à favoriser les installations existantes ayant une capacité excédentaire de production;
- L'accès accru à de l'électricité à plus bas coût parvenant d'autres régions pourrait détourner de l'électricité produite par les centrales locales alimentées au gaz;
- Les services publics pourraient chercher à annuler ou à renégocier des contrats avec les PÉI, dont beaucoup emploient du gaz naturel;
- La production accrue de centrales sous-utilisées alimentées au charbon ou à l'énergie nucléaire grâce à la rationalisation;
- Le raffinement des techniques non polluantes d'utilisation du charbon;
- Le recouvrement complet des coûts redondants ralentirait la transition vers la concurrence et la construction de nouvelles installations à bas coût.

Facteurs menant à une augmentation de la consommation de gaz naturel

- Les prix concurrentiels du gaz naturel par rapport à ceux du charbon et du mazout résiduel;
- La réduction de la production des centrales alimentées au charbon conformément aux exigences de la *Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique* touchant la réduction des émissions;
- Le piètre rendement et la retraite anticipée de certaines installations alimentées à l'énergie nucléaire;
- La diminution de la production d'hydro-électricité par suite d'exigences touchant les déplacements d'espèces de saumons menacées;
- La croissance du secteur indépendant pour répondre à une augmentation de la demande par suite d'un plus libre accès au transport;

- Toute incertitude incitant les services publics à reporter la construction de nouvelles installations favoriserait les centrales alimentées au gaz dont la réalisation exige relativement moins de temps;
- Les centrales de production d'électricité alimentées au gaz sont favorisées dans les régions où l'agrandissement des installations de transport pose des problèmes.

Bibliographie

1. American Gas Association, Gas Energy Review.
2. Ibid., 1995 AGA/TERA Base Case, janvier 1995.
3. American Petroleum Institute, Quarterly Completions Report, 1995
4. ARC Financial Corporation, Energy Update, janvier 1996.
5. California Gas and Electric Utilities, California Gas Report, 1995.
6. Department of Energy, Natural Gas Imports and Exports Quarterly.
7. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook: 1996, janvier 1996.
8. Ibid., Electric Power Monthly.
9. Ibid., Monthly Energy Review.
10. Ibid., Natural Gas Productive Capacity for the Lower 48 States. 1984 through 1996, février 1996.
11. Ibid., Natural Gas 1994: Issues and Trends, novembre 1995.
12. Ibid., Natural Gas Monthly.
13. Gas Research Institute, GRI Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand, août 1995.
14. Office national de l'énergie, L'énergie au Canada, offre et demande 1993-2000, décembre 1994.
15. Petroleum Information Research Associates, Annual Retainer Client Seminar, octobre 1995.