



Comprendre le Marché Nord-Américain du Gaz Naturel

DOCUMENT DE TRAVAIL

PRÉPARÉ PAR
L'ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ

OCTOBRE 2003



COMPRENDRE LE MARCHÉ NORD-AMÉRICAIN DU GAZ NATUREL

DOCUMENT DE TRAVAIL

PRÉPARÉ PAR L'ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ

OCTOBRE 2003

POUR DES COPIES SUPPLÉMENTAIRES :

ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ NATUREL

350, RUE SPARKS

SUITE 809

OTTAWA (ONTARIO)

K1R 7S8

TÉL : (613) 748-0057

COURRIEL : INFO@CGA.CA

OU VISITEZ NOTRE SITE WEB À : WWW.CGA.CA

Table des Matières

Introduction 1

Section un : Le secteur du gaz naturel : faits et concepts essentiels	1
Section deux : Aperçu du marché – Des perspectives intégrées	2
Section trois : Implications	2
Section quatre : Orientation des politiques	3

Section UN 5

LE SECTEUR DU GAZ NATUREL : FAITS ET CONCEPTS ESSENTIELS	
Production et consommation	5
Réglementation du secteur du gaz naturel	8
Infrastructures et prix	9
Activités de stockage et de couverture	11
Influence des marchés pétroliers	12
Influence du climat	12

Section DEUX 13

APERÇU DU MARCHÉ - DES PERSPECTIVES INTÉGRÉES	
Prévision de la demande	14
Prévision de l'offre	15
Prévision à court terme – jusqu'à 2005	16
Prévision à moyen terme – de 2006 à 2010	17
Prévision à long terme – au-delà de 2010	17

Section TROIS 19

IMPLICATIONS	
Implications pour les prix	19
Impacts économiques	19
Impacts environnementaux	20
Impacts sociaux	20

Section QUATRE 21

ORIENTATIONS POUR LES POLITIQUES	
Accès au territoire et aux ressources	21
Investissements dans les infrastructures	22
Innovation et technologie – R et D	23
Gestion axée sur la demande	23
Approvisionnement en énergie et diversité des choix de carburant	24

Annexe 1 25

SOURCE DE PRÉVISION SUR LE GAZ NATUREL ET MÉTHODE D'INTÉGRATION

Annexe 2 27

HYPOTHÈSES DE PRÉVISION COMPILÉES

Annexe 3 29

DONNÉES PRÉVISIONNELLES COMPILÉES SUR LE GAZ NATUREL

Introduction

Ce document est conçu pour donner des informations de base permettant de comprendre la dynamique des marchés du gaz naturel au Canada. Le gaz naturel est un facteur clé pour assurer l'avenir énergétique du pays, et ce pour de nombreuses raisons :

- Le gaz naturel répond à plus du quart de la demande primaire d'énergie au Canada.
- Le gaz naturel est le combustible fossile le plus écologique.
- Le gaz naturel devient rapidement le carburant de premier choix pour la génération d'électricité et pour les projets de décentralisation de la production de l'énergie.
- Les carburants à base de gaz naturel ont un rôle clé dans l'exploitation des sables bitumineux du Canada.
- Les carburants à base de gaz naturel ont aussi un rôle de premier plan dans la réduction des émissions polluantes des véhicules.

Les années récentes ont mis plus que jamais en évidence les contraintes auxquelles sont soumises les filières énergétiques canadiennes : celles-ci doivent répondre à la demande d'énergie fiable et abordable tout en respectant des normes environnementales de plus en plus exigeantes. Les réseaux de gaz naturel subissent eux aussi cette contrainte comme l'ont montré la hausse et l'instabilité des prix au cours des deux ou trois dernières années.

L'Association Canadienne du Gaz (ACG) est d'avis que les gouvernements et l'industrie peuvent collaborer dans des mesures pour réduire ces contraintes. Pour prendre les bonnes mesures – et pour éviter les faux-pas – nous devons approfondir et enrichir la compréhension des marchés du gaz parmi les décideurs politiques, leurs conseillers et les intervenants du secteur. Nous espérons que le présent document y contribuera.

Le document se répartit en quatre sections, chacune s'appuyant sur la précédente.

Section un

LE SECTEUR DU GAZ NATUREL : FAITS ET CONCEPTS ESSENTIELS

Cette section explique les principaux facteurs qui entraînent les marchés du gaz.

Nous commençons par décrire la structure de base du marché, en soulignant qu'aucun jugement ne peut être fait à propos du gaz naturel au Canada si l'on n'a pas d'abord compris le lien inextricable entre le système canadien et le marché nord-américain. De là, nous examinons les principales sources de la demande et de l'offre ainsi que leurs évolutions respectives.

Sachant qu'à oublier l'histoire, on se condamne à la répéter, le document fait un survol des principaux changements dans le secteur du gaz naturel. Il examine la déréglementation des vingt dernières années, le libre-échange et la fluctuation des prix. Dans ce contexte, nous faisons remarquer que les Canadiens ont profité d'énormes avantages, comme exploitants de ressources de gaz, comme producteurs et comme exportateurs, de même qu'à titre de consommateurs de gaz à faible coût et en approvisionnement fiable.

La section couvre ensuite les divers éléments du secteur qui expliquent le prix du gaz à la consommation. Le coût de la marchandise de base, qui est le plus souvent annoncé, est fixé par un libre marché. D'autres éléments critiques, comme le système de gazoducs, de stockage et de services apparentés, sont des monopoles naturels, soumis à un régime réglementaire de surveillance. La compréhension de cette structure est essentielle pour saisir l'impact du marché sur les consommateurs.

Nous examinons ensuite d'un peu plus près les facteurs clés pouvant affecter les prix et susceptibles de nous aider à anticiper les fluctuations. Nous examinons alors les facteurs de variation de la demande, comme la production industrielle, le climat, les changements dans la disponibilité de livraison, spécialement le stockage et le prix des substituts.

Section deux

APERÇU DU MARCHÉ – DES PERSPECTIVES INTÉGRÉES

Dans cette section, nous avons compilé une mosaïque des pronostics de la demande et de l'offre allant jusqu'en l'an 2020. Cette mosaïque est construite à partir de diverses prévisions élaborées par des organismes gouvernementaux et privés. Elle montre les consensus, les divergences et les facteurs clés qui sous-tendent diverses visions de l'avenir.

Plusieurs points font l'objet d'un large consensus. La croissance de la demande sera vraisemblablement de l'ordre de 1,9 % par année. Quant à la croissance de l'offre, les prévisions sont beaucoup plus diverses. Tous les pronostics concordent cependant sur le fait que l'Amérique du Nord devra compter de plus en plus sur les nouvelles sources de gaz afin de suivre la croissance de la demande. On s'accorde aussi généralement sur le fait que les réserves de gaz sont disponibles en abondance, mais que les nouvelles sources nord-américaines seront plus coûteuses que les sources habituelles et que l'on devra y ajouter une importation croissante de gaz naturel liquéfié.

Même si de nombreux autres facteurs sont susceptibles d'affecter le résultat, la dynamique sous-jacente de l'offre et la demande semble indiquer une hausse du prix du gaz, comparativement aux années 1990, et une poursuite de l'instabilité.

Section trois

IMPLICATIONS

Dans cette section, nous examinons les principales implications – pour les entreprises et pour les politiques – qui émergent des changements que nous envisageons dans les conditions du marché. Trois groupes d'implications se distinguent : compétitivité économique des secteurs qui dépendent du gaz naturel; environnement créé par les choix de combustible résultant de la dynamique du marché gazier; et implications pour les consommateurs, spécialement ceux à faible revenu. On doit poursuivre les études pour mieux comprendre chacun de ces aspects. Toutefois, notre principale conclusion est la suivante : une plus grande élasticité de la demande par rapport au prix, combinée à des obstacles croissants à l'ajustement de l'offre, feront en sorte que l'ajustement du marché se fera en grande partie du côté de la demande. À plusieurs égards, cet ajustement causera des difficultés aux entreprises et aux politiques publiques, et les gouvernements canadiens devraient se pencher sur des changements de politique pouvant améliorer la faculté de réponse de l'offre en même temps que celle de l'ensemble du marché.

Section quatre

ORIENTATION DES POLITIQUES

La dernière section décrit généralement les orientations qui doivent être étudiées selon nous. C'est forcément une évaluation à très haut niveau. D'autres évaluations devront être faites en tenant compte des points de vue d'autres composantes du secteur gazier, en amont du système de livraison, de même que les autres secteurs apparentés, comme celui de l'électricité.

Bref, l'ACG croit à la nécessité de renouveler le dialogue sur le gaz naturel. Celui-ci doit s'inscrire dans un dialogue encore plus vaste sur la politique énergétique, et il doit s'engager entre les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux ainsi que le reste des intervenants.

Section UN

LE SECTEUR DU GAZ NATUREL : FAITS ET CONCEPTS ESSENTIELS

Production et consommation

En 2001, le gaz naturel représentait 31 % de la consommation d'énergie primaire du marché canadien¹. Le Canada a consommé 3 225 BCF de gaz naturel en 2001, comparativement à 22 640 BCF aux États-Unis² (fig. 1). Pour mieux donner le contexte : un milliard de pieds cubes (one Billion Cubic Feet ou BCF) de gaz naturel peut répondre aux besoins énergétiques de plus de 11 000 foyers, de 2 000 commerces ou de 90 établissements industriels pendant un an³. La force du lien entre la demande de gaz naturel et l'économie nord-américaine s'est manifestée par la baisse de consommation durant les récessions du début des années quatre-vingt et quatre-vingt-dix.

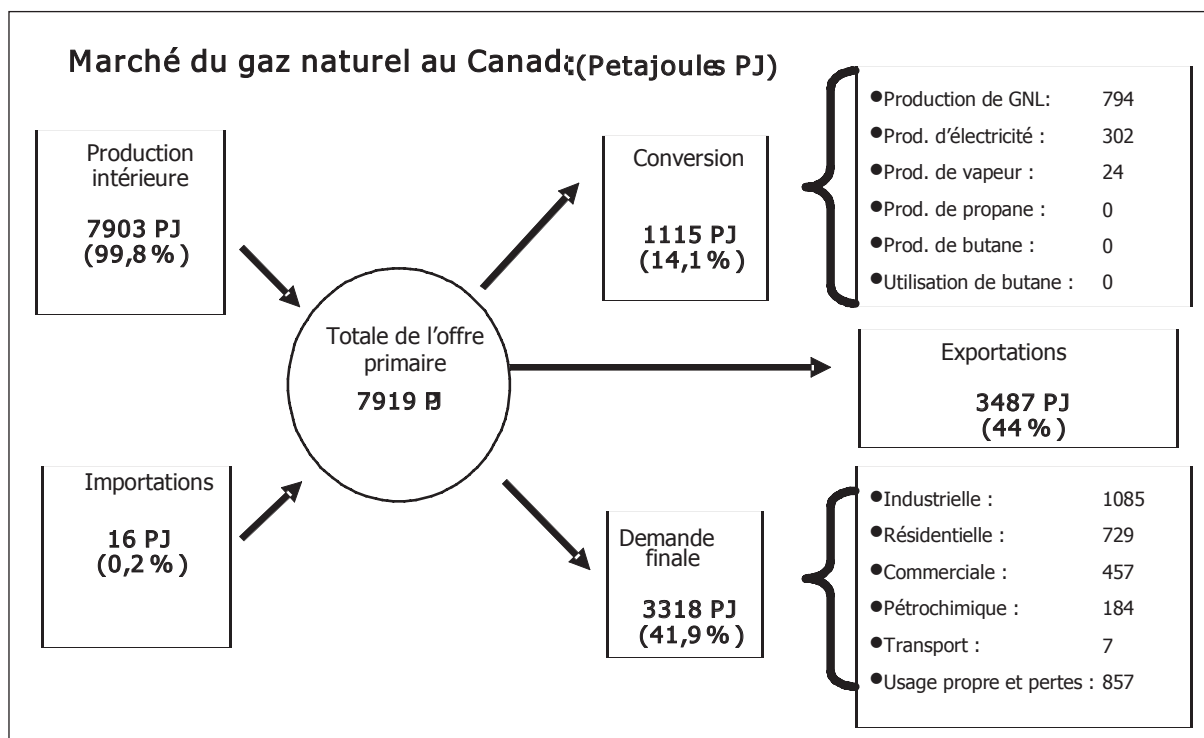


FIGURE 1

- 1 Offre et demande d'énergie au Canada, Statistique Canada no 57-003-XPB; [Note : la consommation d'énergie primaire est celle qui sert à produire d'autre énergie ou à répondre à un besoin d'énergie spécifique]
- 2 Statistique Canada, National Petroleum Council (NPC), EIA
- 3 Moyennes sur dix ans, dérivées des statistiques sectorielles de 1990 à 1999, contenues dans la publication 2000 Gas Facts de l'American Gas Association (AGA); (Note: Le contenu d'énergie de 1 BCF de gaz naturel équivaut approximativement à 1 petajoule (PJ) ou 1 billion d'unités thermales britanniques ou British thermal units (BTU); ce contenu énergétique s'appelle aussi le « pouvoir calorifique »)

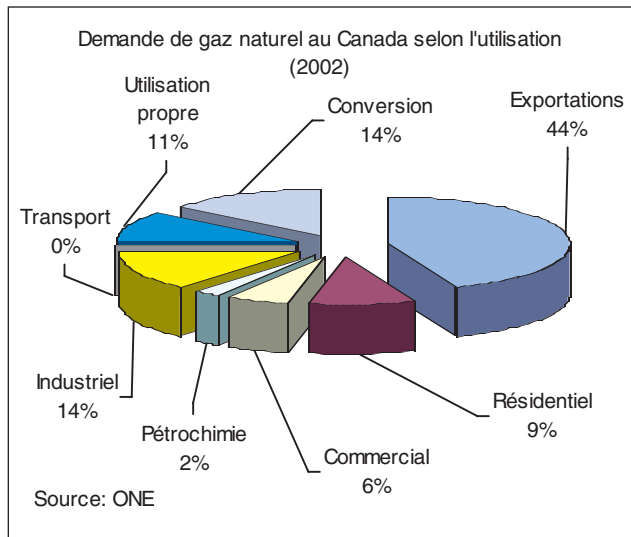


FIGURE 2

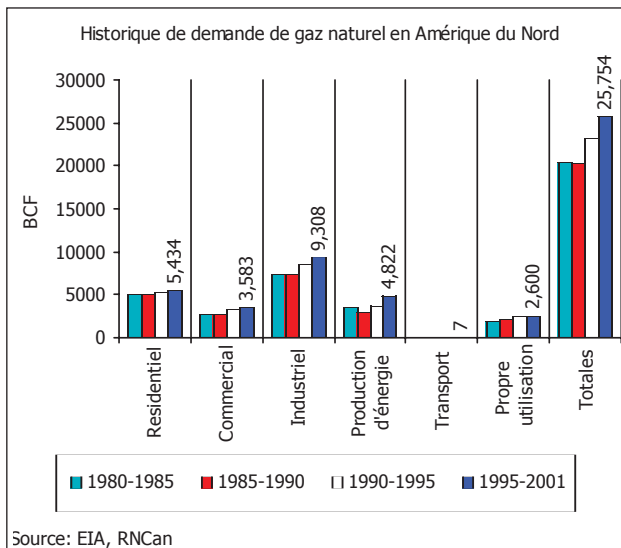


FIGURE 3

(BSOC) essentiellement situé en Alberta; le Mi-continent, composé de bassins épars dans le centre et le centre-ouest des États-Unis; et la région du Golfe du Mexique.

Ces régions sont connues comme les bassins d'approvisionnement traditionnels ou conventionnels, et elles ont fourni l'essentiel de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord au cours des deux dernières décennies. (fig. 5)

Quarante-quatre pour cent du gaz naturel produit et transmis au Canada est destiné à l'exportation aux États-Unis (fig. 2). Sur le marché intérieur, c'est le secteur industriel qui consomme la plus grande part, avec 14 %. Les autres grands utilisateurs sont le secteur résidentiel (9 %), la production d'électricité (6 %) et les sociétés gazières elles-mêmes (11 %). Celles-ci doivent en effet consommer une partie de leur propre gaz naturel pour le traiter et le livrer (y compris à l'exportation)⁴.

La croissance du marché nord-américain se répartit de manière plus ou moins égale entre les divers secteurs depuis le milieu des années quatre-vingt, à l'exception du secteur commercial et de la production d'électricité (fig. 3).

- La demande du secteur commercial a augmenté au taux annuel moyen de 1,7 % entre 1990 et 2001.
- La demande des secteurs résidentiels et industriels s'est accrue, respectivement, de 0,9 % et de 0,8 % pendant la même période.
- C'est la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité qui a le plus augmenté, en Amérique du Nord, avec une hausse annuelle de 4,9 % entre 1990 et 2001. Au Canada, cette croissance a été encore plus forte avec 11,8 % durant la même période⁵.

Les réserves actuelles de gaz naturel de l'Amérique du Nord se concentrent pour l'instant dans trois grandes régions (fig. 4) :

le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

4 Statistique Canada, NPC, EIA; (Note : lorsque l'on inclut la portion d'«usage propre» dédiée au transport des exportations, celles-ci représentent alors 59 % de la demande)

5 Taux de croissance dérivés des données rassemblées pour construire le graphique intitulé « Demande en gaz naturel des secteurs de marché de l'Amérique du Nord (Can+EU) »; sources: AGA, API, EIA, NPC, IEA, StatsCan

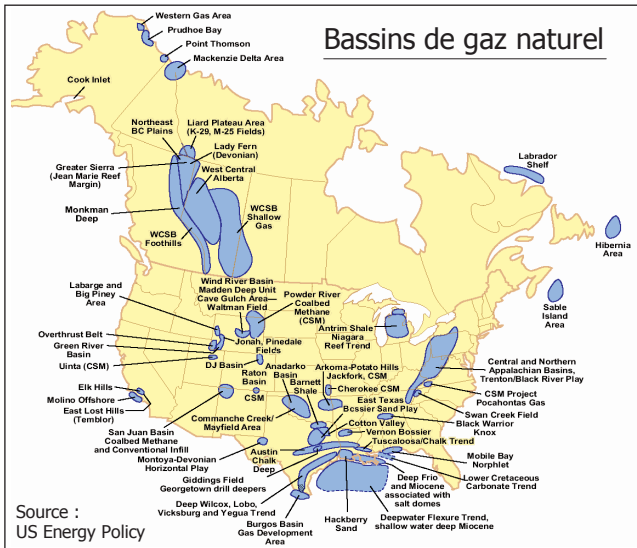


FIGURE 4

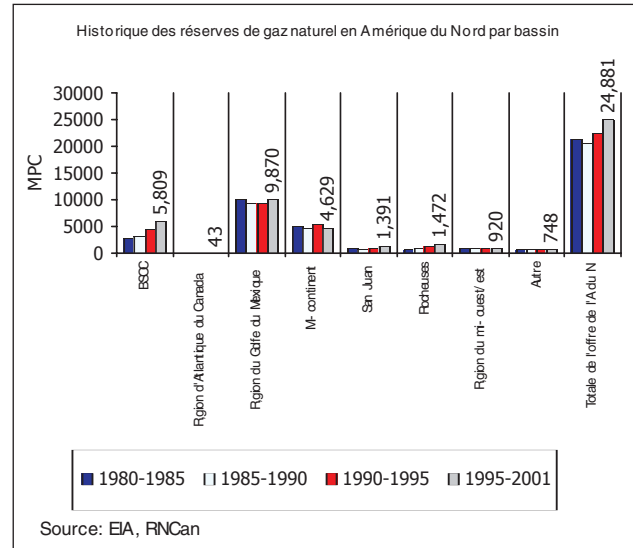


FIGURE 5

En 2001, le BSOC, le Mi-continent et la région du Golfe représentaient respectivement 24 %, 17 % et 39 % de la production intérieure de gaz naturel en Amérique du Nord (fig. 6)⁶.

Même si ces trois bassins fournissent clairement la majeure partie du gaz naturel en Amérique du Nord, deux de ces régions en produisent moins aujourd'hui que dans les décennies antérieures. En 1980, le Mi-continent et le Golfe produisaient 11 400 BCF et 5 800 BCF respectivement, comparativement à 10 000 BCF et 4 400 BCF en 2001. Même si le BSOC a accru sa capacité de production depuis les années quatre-vingt – de 2 600 BCF en 1980 à 6 100 BCF en 2001 – les nouveaux puits sont de moins en moins productifs en raison de la multiplication des forages⁷.

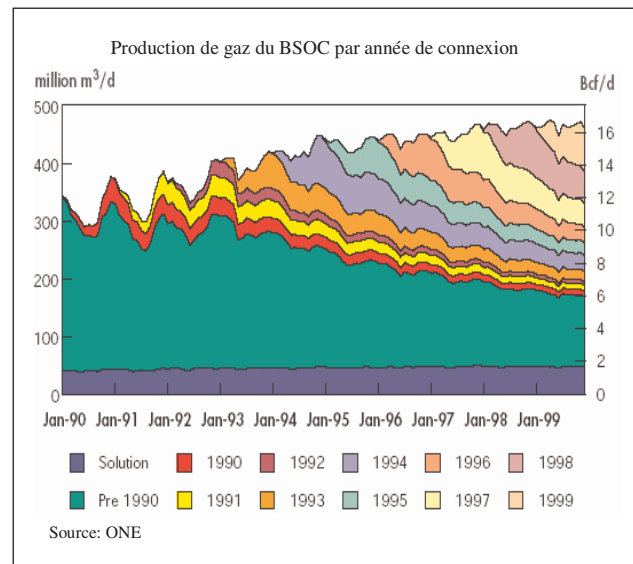


FIGURE 6

Pour répondre à la demande croissante, il faudra obtenir une grande augmentation de l'offre en exploitant des sources conventionnelles intactes, situées dans les Rocheuses, et en améliorant la technologie de forage dans les bassins existants, que ce soit le BSOC, le Golfe, l'Arctique ou la côte Est du Canada.

6 Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), PIRA

7 Statistiques de production dérivées des données rassemblées pour construire le graphique intitulé « Contribution en gaz naturel des régions de bassins producteurs d'Amérique du Nord (Can+US) Producing Regions of Basins »; Sources : ACPP, PIRA, API

On devra aussi, grâce à l'innovation et à la technologie, exploiter de nouvelles sources non conventionnelles, comme le méthane de gisement houiller, le gaz naturel liquéfié et même, plus tard, grâce à des efforts de recherche et développement intensifs, les vastes sources d'hydrate de gaz naturel qui reposent sur les fonds marins.

Les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) venant d'Angola, du Nigeria, d'Algérie, de Trinidad, du Venezuela et du Moyen-Orient répondent actuellement à 1 % de la demande nord-américaine environ. Or, la demande mondiale de GNL croît au rythme de 6,4 % par année. Celui-ci représente 27 % des transactions internationales de gaz et 5,8 % de la demande mondiale. La production courante de méthane de gisement houiller, aux États-Unis, approche les quatre BCF par jour, ce qui représente presque 8 % de la consommation américaine. Au Canada, cette production est estimée à 10 à 15 MMcf/jour, avec des réserves que l'on estime entre 20 et 60 TCF. Le développement de ces sources non traditionnelles est limité par l'autorisation de nouveaux terminaux de GNL et par les problèmes d'accès au territoire et d'usage de l'eau dans les installations de gaz de gisement houiller.

Réglementation du secteur du gaz naturel

Le secteur du gaz naturel est véritablement devenu national en 1958, avec la construction du gazoduc transcanadien, qui a permis d'apporter le gaz de l'Alberta jusque dans les marchés en développement de l'Est. L'Office national de l'énergie (ONE) a été créé en 1959 pour réglementer la construction du gazoduc fédéral, ses péages et ses tarifs, ainsi que les exportations de ressources énergétiques canadiennes⁸.

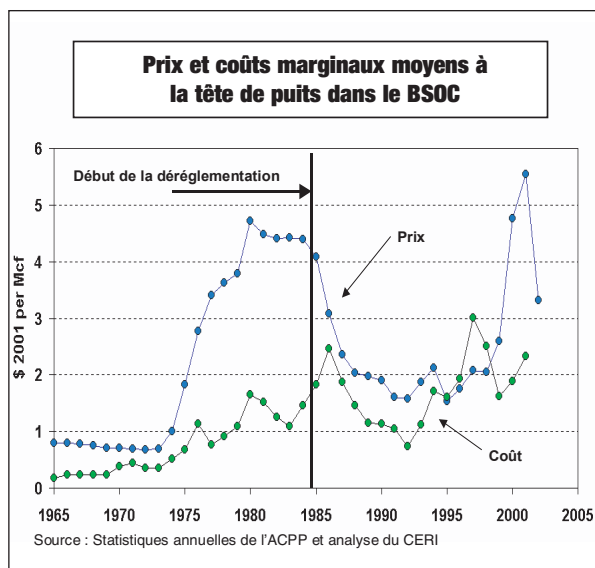


FIGURE 7

accumulée. Avec la crise pétrolière du milieu des années soixante-dix et la récession du début des années quatre-vingt, les sociétés de gazoducs ont été incapables de vendre tout le gaz qu'elles avaient promis d'acheter. Rendu au milieu des années quatre-vingt, il était devenu évident que la réglementation des prix n'était pas viable.

Jusqu'au début des années quatre-vingt, le cadre réglementaire de l'ONE se caractérisait par :

- le contrôle direct des prix du gaz naturel, tant sur le marché intérieur qu'à l'exportation;
- la priorité accordée aux besoins intérieurs plutôt qu'à l'exportation;
- un « critère d'excédent » qui exige la démonstration d'une réserve de 30 ans avant d'autoriser de nouveaux gazoducs pour l'exportation;
- le refus d'un accès égal aux gazoducs pour l'exportation aux États-Unis;
- l'usage de contrats du type « prendre ou payer ».

Pendant la majeure partie des années soixante-dix et quatre-vingt, le secteur industriel canadien a connu des prix très élevés (fig. 7), et une énorme « bulle » de gaz naturel invendue s'est

⁸ The Future of Natural Gas in the World Energy Market; Government Regulation, Natural Gas Industries and Markets: The Canadian Experience; J. Dwarkin

La déréglementation a commencé en 1984 avec la signature d'ententes entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices. Cette déréglementation a entraîné une importante restructuration de l'industrie :

- Le critère d'excédent de trente ans a été aboli, ce qui a rendu d'importantes quantités de gaz canadien disponibles à l'exportation vers les États-Unis.
- L'ONE a permis à des tierces parties d'ouvrir l'accès aux gazoducs, ce qui a fini par créer un marché secondaire de l'espace à l'intérieur des pipelines.
- Les consommateurs ont obtenu la permission d'acheter leur gaz ailleurs qu'auprès d'une compagnie de distribution locale, y compris les « négociants » et les « producteurs ».

La baisse des prix, à la suite de la déréglementation, était due en grande partie à la liquidation des énormes réserves obligatoires et à la concurrence « gaz contre gaz ». Aujourd'hui encore, le terme « déréglementation » est quelque peu trompeur, étant donné que les péages sur le transport du gaz, les frais de distribution et stockage, le rendement sur le capital et tant d'autres aspects demeurent réglementés ou contrôlés par les provinces ou par l'ONE. Le seul aspect qui a été déréglementé est le prix du marché.

Infrastructures et prix

L'Amérique du Nord est parcourue par une série de gazoducs (fig. 8) qui relient les bassins de production et les utilisateurs de tout le continent. Malgré tout, un certain nombre de sources de gaz intérieur (p. ex., Arctique et les réservoirs inexploités des Rocheuses) ne sont pas encore reliées aux marchés de consommation.

En reliant les centres de production et de vente, ce système de gazoduc rend la marchandise plus disponible et permet aux informations sur les facteurs de prix de circuler librement entre les producteurs, les transporteurs, les acheteurs et les vendeurs.

Dans la plupart des juridictions, le « prix total » payé par les utilisateurs finaux du gaz naturel se compose des éléments suivants :

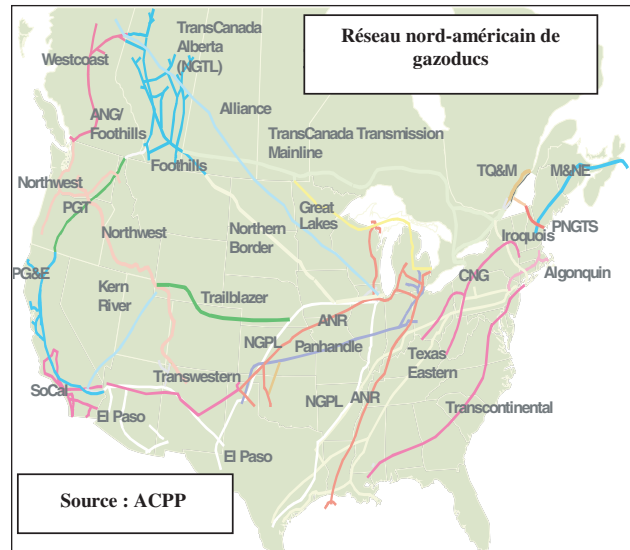


FIGURE 8

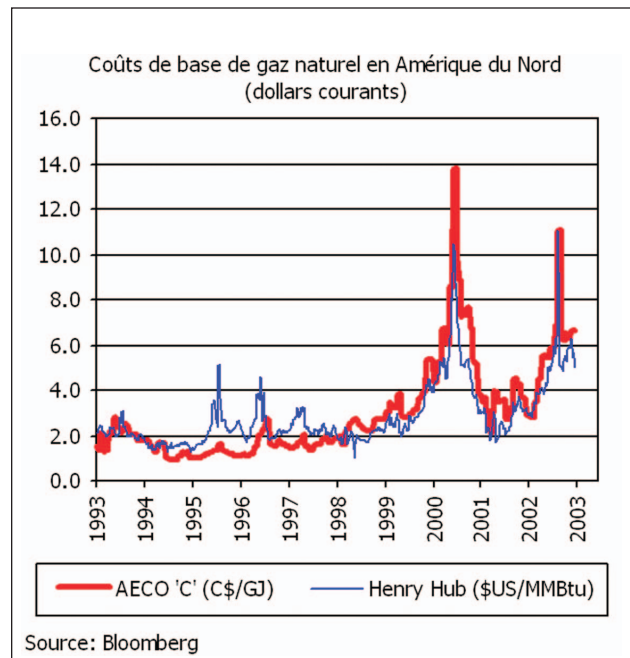


FIGURE 9

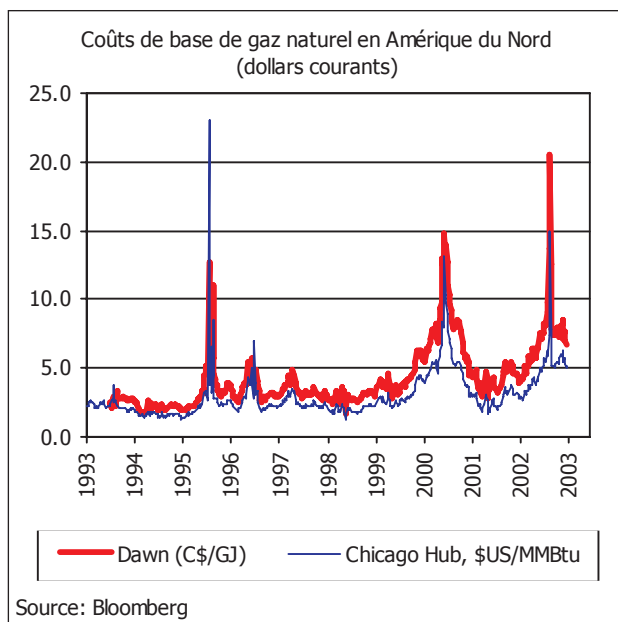


FIGURE 10

Source: Bloomberg

isateurs et les spéculateurs) utilisent les prix de ces centres (ou « hubs ») à la place du prix à la tête de puits. Les prix courants de ces grands centres sont publiés quotidiennement par voie électronique et dans de nombreuses publications de nouvelles du secteur gazier.

Les centres d'approvisionnement (« supply hubs ») comme les centres AECO et Henry (fig. 9) se trouvent à proximité des grandes régions productrices et des principaux points de connexion aux gazoducs. Le centre AECO se trouve en Alberta, au point de transfert Nova, tandis que le centre Henry, situé dans la région du Golfe du Mexique⁹, est un point de collecte pour 49 % des puits américains.

Les centres de transaction (« market hubs »), comme Chicago ou le centre Dawn du Canada, sont aussi des points critiques dans l'établissement des prix (fig. 10), autour desquels se négocient des transactions. Les différences de prix entre les centres peuvent refléter l'écart entre diverses régions dans le coût du transport du gaz naturel, tout comme elles peuvent aussi refléter l'état local de l'offre et de la demande.

En plus du prix de marché du gaz disponible (« spot market price »), qui mesure quotidiennement le prix courant, les acteurs du marché peuvent aussi faire référence aux prix à terme (« futures ») des centres Henry et AECO¹⁰. Ces prix à terme, qui représentent le prix du gaz à une date future, constituent un important moyen de contrôle des risques, tant pour l'industrie que pour les consommateurs, en leur permettant de se donner une « couverture » contre les risques d'instabilité des prix.

On estime que plus de la moitié du gaz naturel canadien est acheté directement par les clients, leur agent, leur négociant ou leur courtier. Le reste est acheté par des compagnies de distribution locales réglementées, au nom de leurs abonnés. Ces compagnies achètent le gaz en combinant les contrats au

- coûts de la marchandise de base : coût payé pour le gaz naturel au centre d'approvisionnement ou de transaction;
- coûts de transports : prix payé pour transporter le gaz naturel de sa source jusqu'à la porte de la compagnie de distribution locale;
- coûts de distribution : coût du transport du gaz à l'intérieur du territoire d'une compagnie de distribution locale, incluant les frais de service pour le stockage et l'équilibrage des charges.

Les marchés au comptant du gaz naturel donnent des indices sur le prix de la marchandise de base à divers centres d'approvisionnement et de transaction. Ce sont les principaux points de référence en matière de prix pour l'Amérique du Nord. Les acteurs du marché (p. ex., les négociants de gaz naturel, les compagnies de distribution locales, les clients util-

⁹ EIA; U.S. Natural Gas Markets: Relationship Between Henry Hub Spot Prices and U.S. Wellhead Prices; P. Budzik

¹⁰ EIA; Budzik; (De plus, en ce qui concerne les spéculateurs et les contrats à terme, le centre Henry est le plus grand point central pour ce genre de transaction aux États-Unis. Le New York Mercantile Exchange (NYMEX) utilise le centre Henry comme point de livraison de ses contrats à terme de gaz naturel. Le contrat à terme de gaz de NYMEX se négocie depuis le 3 avril 1990 et se reporte de 72 mois en avant. C'est l'indicateur clé des pensées et sentiments des analystes quant à l'orientation du marché.)

prix du marché et à prix fixe. Elles utilisent aussi des « instruments financiers » pour se prémunir contre l'instabilité des prix. Ces compagnies, toutefois, sont souvent empêchées par leur régulateur provincial de proposer directement aux clients les options de tarification flexible disponibles chez les négociants. Par exemple, de nombreuses compagnies de distribution locales réglementées n'ont pas l'autorisation de proposer des contrats à prix fixe et doivent plutôt demander à leurs abonnés un tarif variable.

Activités de stockage et de couverture

En raison de la nature saisonnière de la demande, le gaz naturel est typiquement injecté dans des réservoirs de stockage entre les mois d'avril et octobre, pour être ensuite retiré durant la période de grande utilisation, entre novembre et mars. Le stockage souterrain du gaz naturel se fait dans des gisements de gaz épuisés, principalement dans le centre-nord des États-Unis (du Michigan à l'Ohio) ainsi qu'en Ontario, ou encore à l'intérieur de cavernes artificielles, creusées dans des formations salines ou même aménagées dans d'anciens gisements de pétrole. Ces installations sont réalisées à partir de relevés géologiques, d'études d'ingénierie et de tests garantissant leur stabilité. Le stockage du gaz se fait généralement à proximité des marchés, ce qui permet de mieux répondre aux pointes de la demande. Cette capacité de stockage peut aussi servir de couverture concrète (un genre d'assurance) contre l'instabilité des prix. Le fait de pouvoir stocker le gaz naturel permet d'en acheter pendant la période creuse, alors que les prix sont inférieurs, et d'en revendre ensuite pendant la période de pointe.

Ces dernières années, l'obligation d'obtenir l'autorisation des régulateurs et les limites sur le rendement des capitaux investis ont ralenti le développement de la capacité de stockage. À cela s'est ajouté le resserrement des critères d'accès au territoire et des règlements touchant le stockage, ce qui a fait monter les coûts et les délais requis pour mettre en service de nouveaux dépôts souterrains. C'est ainsi que le développement du stockage dans les 48 états le plus au sud a diminué depuis le début des années quatre-vingt, après des décennies de croissance soutenue. Cette diminution a réduit la souplesse du secteur gazier face aux pointes de la demande ou aux interruptions de l'approvisionnement, comme l'indique le déclin dans le nombre de jours d'approvisionnement disponibles à l'avance (fig. 11).

Le rapport de la Commission fédérale américaine sur la réglementation de l'énergie sur les causes de la flambée des prix du gaz naturel de février 2003 indiquait que les pointes enregistrées aux États-Unis " reflétaient une demande à court terme assez haute dans les États de l'est et du milieu du continent, combinée à une faible capacité de livraison à partir des lieux de stockage, en raison des faibles niveaux de stock ". Les augmentations de prix dans les marchés régionaux spécifiques reflétaient l'épuisement des stocks de ces régions.

Au-delà du stockage, on peut aussi prendre d'autres moyens pour se prémunir contre l'instabilité des prix, notamment les contrats à prix fixe, les contrats à terme, les échanges et des options qui " fixent " le

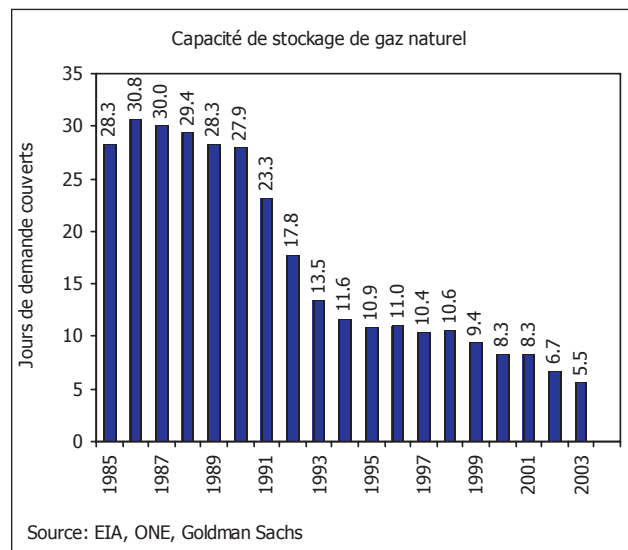


FIGURE 11

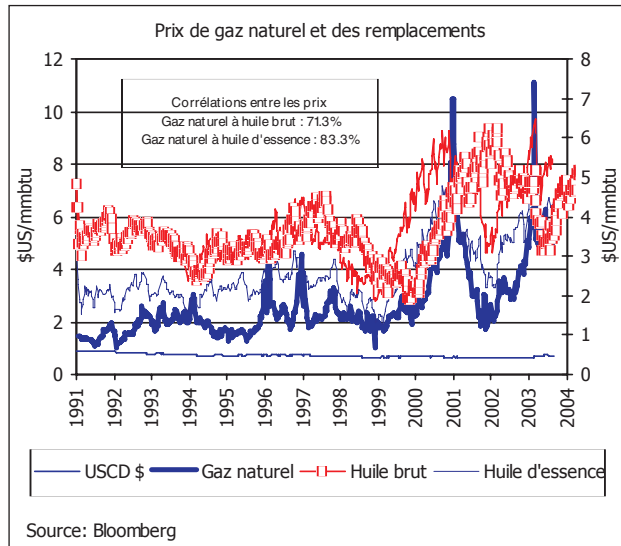


FIGURE 12

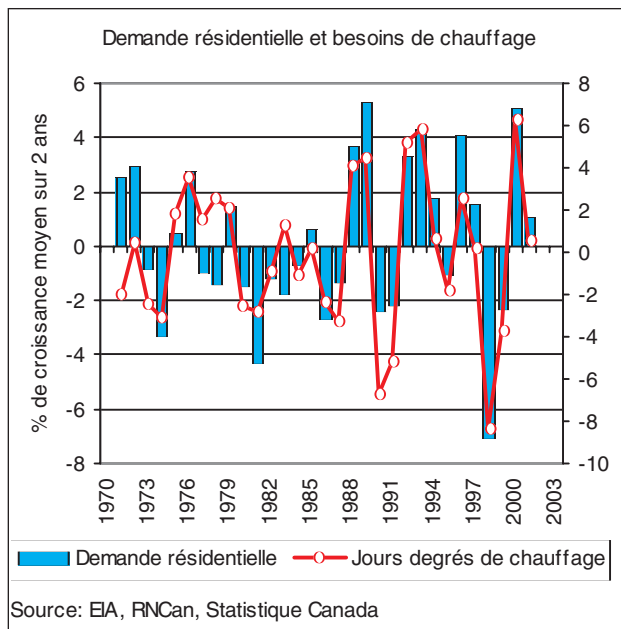


FIGURE 13

l'utilise de plus en plus pour produire de l'électricité (fig. 13).

Un hiver plus froid que la normale épuise les stocks de gaz naturel. Typiquement, ces stocks seraient renouvelés pendant les mois d'été, alors que la demande est plus faible. Toutefois, ce renouvellement des stocks en été est de plus en plus ralenti par l'augmentation de la demande des centrales électriques au gaz naturel, qui doivent alimenter les systèmes de climatisation et autres appareils de refroidissement durant la période estivale. Par conséquent, les marchés commencent l'hiver avec des niveaux de stock inférieurs à la moyenne, des prix plus élevés et une plus grande instabilité.

prix du gaz fourni à une date future. Il importe cependant de noter que ce ne sont pas tous les acteurs du marché qui ont l'autorisation d'utiliser ces instruments. Ces moyens de couverture peuvent réduire l'instabilité des prix à laquelle font face les consommateurs, mais elle garantit seulement un prix stable, et non le plus bas prix possible.

Influence des marchés pétroliers

Les prix et la demande de gaz naturel ont montré, historiquement, un lien étroit avec le prix et la disponibilité du pétrole (fig. 12).

Les fluctuations des cours mondiaux du pétrole, qu'ils résultent du marché ou d'événements géopolitiques, ont une influence significative sur le prix courant du gaz naturel.

Certains produits raffinés, dérivés du brut, peuvent se substituer directement au gaz naturel. Dans la mesure où leur prix est relié à celui du pétrole, ils ont un impact direct et puissant sur le prix du produit gazier correspondant et par là sur la consommation de gaz naturel. Au cours de la dernière décennie, le cours du gaz naturel a entretenu une corrélation de plus de 71 % avec celui du brut et de plus de 83 % avec celui de l'essence.

Influence du climat

Un hiver plus froid ou un été plus chaud que la normale entraîne une consommation de gaz naturel supérieure à la moyenne. Cela reflète le fait que le gaz naturel est un combustible de chauffage primaire, dans les marchés résidentiel et commercial, et qu'on

Section DEUX

APERÇU DU MARCHÉ - DES PERSPECTIVES INTÉGRÉES

Cette section examine un certain nombre de prévisions de l'offre et de la demande, venant de divers organismes gouvernementaux et privés. Nous cherchons uniquement à donner aux lecteurs une compréhension de la gamme des points de vue qui existent parmi les sources reconnues dans ce domaine. L'annexe 1 donne une certaine idée de ce qui sous-tend les divers points de vue, mais un large consensus veut que les marchés demeurent tendus au moins jusqu'en l'an 2010.

Les plages prévisionnelles indiquées à la figure 14 décrivent les scénarios maximums et minimums de l'offre et de la demande à chaque année jusqu'en 2020¹¹. En général, les experts entrevoient un avenir où la demande de gaz naturel sera forte et nécessitera une réaction significative du côté de l'offre. Cette réaction devra englober toutes les sources non conventionnelles si la croissance de la demande devait se maintenir au sommet de la plage prévue.

Les marchés nord-américains du gaz naturel sont des marchés ouverts, où l'offre et la demande finissent par s'ajuster mutuellement pour écouler le marché à un prix courant. L'interférence dans ces mécanismes de marché du gaz naturel, et plus généralement dans ceux de l'énergie, a un impact important sur ce processus d'ajustement. En raison du long délai nécessaire pour exploiter de nouvelles sources d'approvisionnement, ce sont les consommateurs qui supportent l'essentiel de l'ajustement requis pour écouler les marchés. Cette réaction de la demande vient en majeure partie des grands utilisateurs industriels de gaz et des générateurs d'électricité qui ont plus d'options que les clients résidentiels et commerciaux. Ces ajustements ont des implications importantes pour le bien-être économique, environnemental et social du Canada.

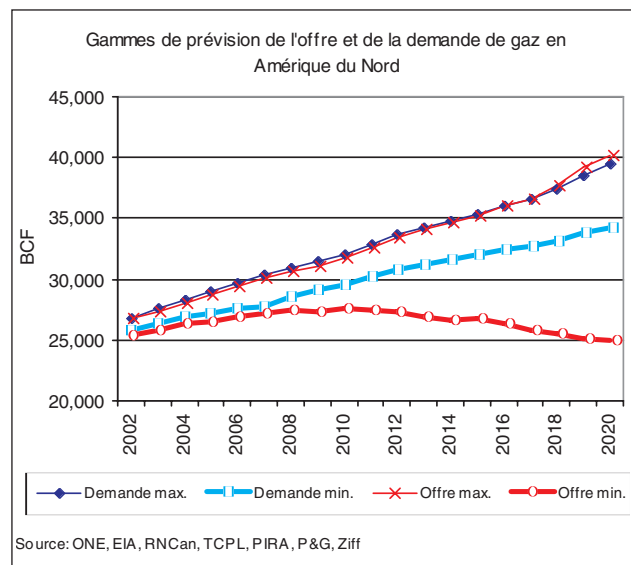


FIGURE 14

On a pu voir ces impacts, en janvier 2001, quand l'insuffisance de l'offre a fait monter les prix, ce qui a fait baisser la demande nord-américaine de 4 à 10 BCF par jour (surtout dans le nord-est des États-Unis). Les utilisateurs ont réduit leur consommation de gaz naturel ou l'ont remplacé par d'autres combustibles afin de réduire leurs dépenses énergétiques¹². À cette époque, le froid intense, dans le centre et l'est de l'Amérique du Nord, a entraîné un scénario où la capacité de réponse de l'offre ne suffisait pas à la demande. Ces périodes d'ajustement ne sont pas sans conséquence. Certaines estimations montrent que la perte en demande industrielle a entraîné la disparition d'au moins 200 000 emplois dans le secteur

11 L'annexe 2 contient toutes les données dont on a dérivé les prévisions minimums, maximums et moyennes.

12 Rising Gas Costs Bring Back 2000-01 Memories; ENERGY Analysts; Mars 3, 2003; Vol. 32, No 5

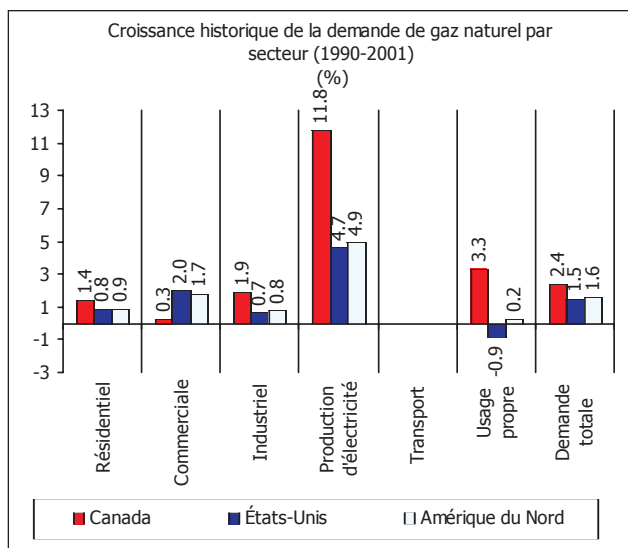
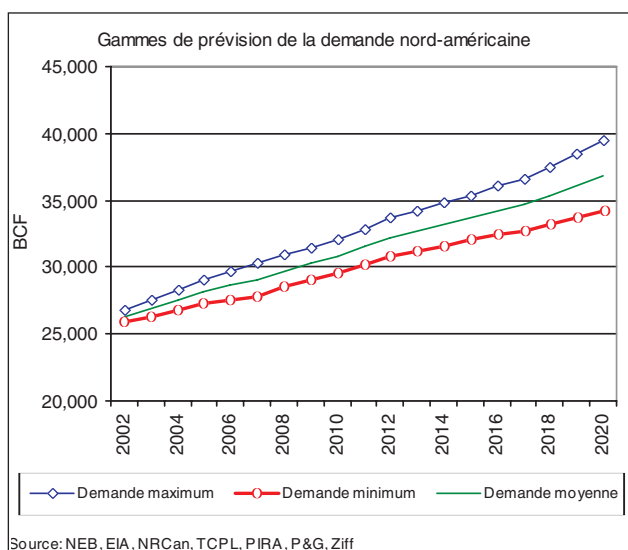


FIGURE 15



Source: NEB, EIA, NRCAN, TCPL, PIRA, P&G, Ziff

FIGURE 16

conservation et des projets de « gestion de la demande » (Fig. 16). Ainsi, la croissance globale de la demande résidentielle rester faible et stable. De la même façon, les gains d'efficacité entraîneront une faible croissance de la demande industrielle. En revanche, les centrales électriques demanderont de plus en plus de gaz naturel, compte tenu de ses avantages environnementaux.

manufacturier aux États-Unis¹³. De plus, là où les clients ont changé de combustible, ce changement a surtout favorisé les combustibles à forte émission de CO₂ (p. ex., le charbon et le pétrole). L'interférence directe d'un libre marché de l'énergie a aussi des impacts négatifs. Qu'il suffise d'examiner le plafonnement des prix de l'électricité, appliqué en Ontario au milieu de l'an 2003. Ce plafonnement a entraîné le report ou l'abandon de quatre projets d'usine de cogénération au gaz naturel, dont la capacité totale aurait été de 1 855 MW¹⁴. En plus d'être une perte pour l'économie, ces annulations réduiront la disponibilité de l'électricité et nuiront à l'environnement puisque l'on continuera d'utiliser des centrales au charbon.

Prévision de la demande

Un sondage parmi les experts laisse entrevoir une croissance moyenne de la demande de 1,9 % par année entre 2002 et 2020 (fig. 15). Par rapport à 2002, les augmentations de la demande devraient être de 1,8 TCF d'ici 2005, de 4,5 TCF d'ici 2010 et de 10,5 TCF d'ici 2020. On s'attend à ce que la demande nord-américaine dépasse la barre des 30 TCF à moyen terme (d'ici 2009).

La composition de la demande de gaz naturel devrait continuer d'évoluer dans le même sens qu'au cours des dix dernières années. L'utilisation plus efficace du gaz naturel, permise par les nouveaux appareils, palliera la croissance de la demande venant des nouveaux abonnés. On prévoit que la croissance de la demande des consommateurs sera également tempérée par des mesures de con-

13 US Natural Gas: A Vicious Cycle of Under-investment and Price Volatility; témoignage devant le House Committee on Energy and Commerce; J. Currie; 10 Juin 2003

14 Enbridge Gas Distribution Inc.

En gros, la demande dépendra de la performance économique du gaz naturel et du niveau global d'activité économique. La production industrielle demeure le principal facteur de la demande industrielle, tandis que la demande résidentielle suivra de près les besoins de chauffage des consommateurs. On prévoit que la croissance de la demande des consommateurs sera tempérée par les mesures de conservation et les projets de « gestion de la demande ».

Prévision de l'offre

Les prévisions sont beaucoup plus divergentes en ce qui concerne la croissance de l'offre, avec des taux qui vont de 2,3 % (scénario maximum) à -0,1 % (minimum) pour la période de 2002 à 2020 (fig. 17). En fait, l'écart entre la prévision maximum et la prévision minimum atteint les 25 % en 2015¹⁵.

Les experts s'entendent en général sur le fait que la capacité de réaction de l'offre du secteur devra s'améliorer pour que l'on puisse répondre à la demande prévue de 30 TCF à moyen terme. Les facteurs de rigidité auxquels on s'attend dans la capacité de réaction de l'offre mènent généralement à une hausse des prix.

On prévoit que le gros de la croissance des nouveaux approvisionnements en gaz naturel d'Amérique du Nord (fig. 18) viendra de l'Arctique, du gaz naturel liquéfié et des sources non conventionnelles comme le méthane de gisement houiller. De plus, à condition que les restrictions à l'accès au territoire soient levées, l'approvisionnement futur pourrait s'appuyer fortement sur les bassins existants (p. ex., les Rocheuses) (fig. 19).

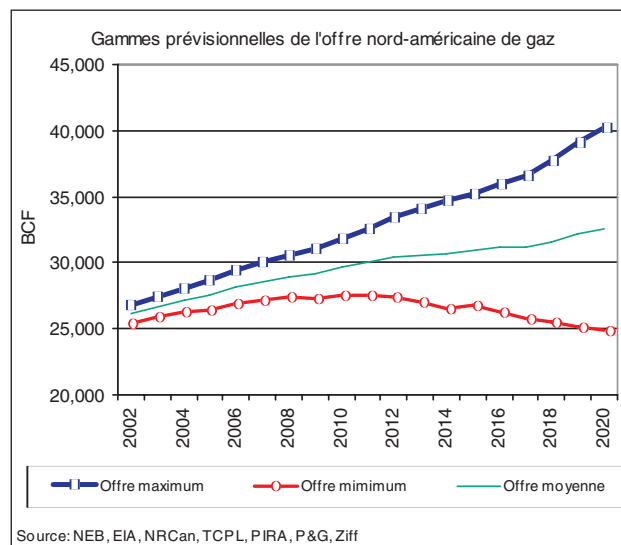


FIGURE 17

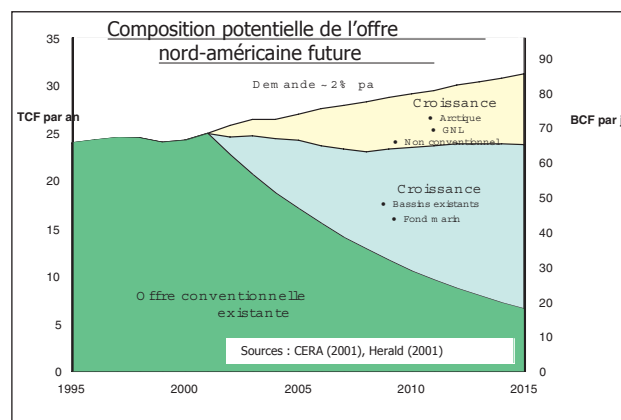


FIGURE 18

15 25% = différence dans les prévisions de l'offre (max - min) en pourcentage de l'offre maximale

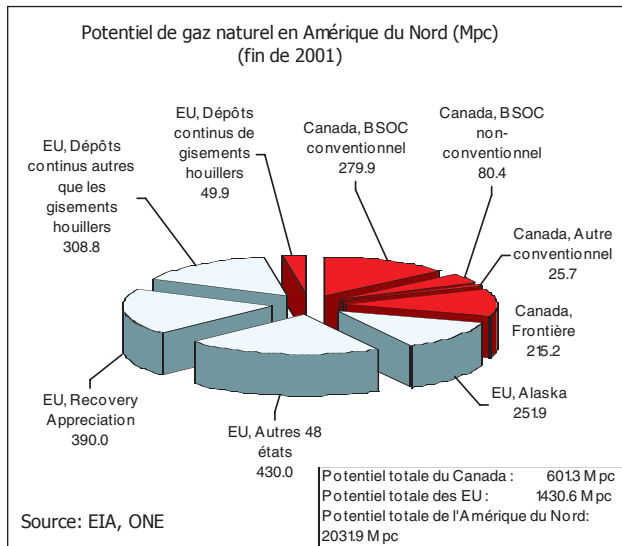


FIGURE 19

L'assouplissement de l'offre sera une responsabilité commune dans l'ensemble de l'Amérique du Nord. L'ensemble du gaz arctique (l'Alaska plus le bassin de la Mackenzie), en tant que source d'approvisionnement commune, pourra contribuer 412 TCF, selon des estimations, une fois qu'il sera pleinement exploité¹⁶. Cela aidera à assumer cette responsabilité, mais l'infrastructure pour ce faire doit être construite maintenant. La vitesse à laquelle on pourra trouver des capitaux aussi importants et compléter les projets d'investissement est l'une des grandes variables qui donnent lieu à une vaste gamme d'opinions et de prévisions quant aux niveaux d'approvisionnement futur en gaz de l'Amérique du Nord.

On trouve, ci-dessous, les résumés des effets de l'offre et de la demande à court, moyen et long termes.

Prévision à court terme – jusqu'à 2005

- Croissance annuelle de la demande de 2,1 % à 2,4 %.
- Croissance cumulative de la demande de 1,8 TCF.
- Croissance annuelle de l'offre de 1,5 % à 2,1 %.
- Croissance cumulative de l'offre de 1,5 TCF.

COMMENTAIRES :

- Les flambées des prix pourraient s'aggraver.
- L'instabilité des prix, d'un mois à l'autre, soulève des préoccupations quant aux liquidités de certains négociants.
- La capacité de stockage continue de soulever des inquiétudes, en raison des retards qui persistent dans le développement de nouveaux dépôts.
- Hausse du nombre de forages de puits superficiels. Rôle accru de méthane de gisement houiller.
- D'importants engagements financiers et réglementaires sont nécessaires pour mettre en service une infrastructure de gaz naturel liquéfié dans ce laps de temps¹⁷.

16 Vue d'ensemble de l'industrie; ACPP; P. Alvarez; Avril 2003

17 Extrait de AGA Update; "Greenspan, English Testify on Natural Gas Supply in Congress"; 10 Juin 2003 et AGA Update; "Market Providing a Short-Term Fix, Congress Must Find a Long-Term Solution, Natural Gas Utilities tell House Committee"; 19 juin 2003 à Le président de la Réserve américaine, Alan Greenspan, a témoigné à une audience du Congrès américain, en juin 2003, que le gaz naturel liquéfié est dans la meilleure position pour atteindre le marché dans un délai relativement court (selon lui de 3 à 5 ans) et qu'il aimerait que les forces du marché s'exercent, chose qui devrait arriver selon lui. »

Prévision à moyen terme – de 2006 à 2010

- Croissance annuelle de la demande de 1,5 % à 2,3 %.
- Croissance cumulative de la demande de 4,5 TCF (2,7 TCF pendant la période).
- Croissance annuelle de l'offre de 0,8 % à 2,1 %.
- Croissance cumulative de l'offre de 3,6 TCF (2,1 TCF pendant la période).

COMMENTAIRES :

- L'exploitation du gaz naturel liquéfié commencera alors que les terminaux qui attendaient une approbation à court terme seront en service.
- Possibilité d'approvisionnement additionnel venant des champs gaziers connus, dans l'Atlantique, à l'Île de sable et à Panuke.
- Le gaz du delta du fleuve Mackenzie et de l'Alaska pourrait être disponible à la fin du moyen terme.
- Les investissements substantiels venant des marchés boursiers, des fonds de revenu ou les deux seront effectués tout dépendant de la disponibilité, des taux de rendement sur le capital et des seuils de rentabilité pouvant être atteints à moyen terme.

Prévision à long terme – au-delà de 2010

- Croissance annuelle de la demande de 1,3 % à 2,4 % (croissance moyenne de 1,9 % de 2002 à 2020).
- Croissance cumulative de la demande de 10,5 TCF d'ici 2020 (6,0 TCF pour la période de 2010 à 2020).
- Croissance annuelle de l'offre de 0,3 % à 1,7 %.
- Croissance cumulative de l'offre de 6,4 TCF d'ici 2020 (2,8 TCF pour la période de 2010 à 2020).

COMMENTAIRES :

- Les questions environnementales seront probablement le principal facteur à long terme.
- Le gaz naturel sera vu d'un bon œil dans la hiérarchie des choix écologiques de carburant face au changement climatique.
- On fera d'importants efforts pour trouver de nouvelles sources d'approvisionnement : le méthane de gisement houiller et le gaz naturel liquéfié ont tous deux établi une part importante de l'offre.
- Les gaz de formations avares (Rocheuses) et de fonds marins entreront dans l'approvisionnement.

Section TROIS

IMPLICATIONS

Les marchés gaziers d'Amérique du Nord viennent d'entrer dans une ère fondamentalement différente. L'approvisionnement en gaz naturel, qui venait jadis en majeure partie des bassins conventionnels à faible coût, vient de plus en plus de sources plus onéreuses. C'est pourquoi, à l'avenir, le marché aura tendance à s'écouler à un prix d'équilibre plus élevé, ce qui aura des conséquences économiques, environnementales et sociales.

Implications pour les prix

Les prix sont déjà plus élevés, et tout indique qu'ils continueront de monter. C'est le résultat d'une économie de libre marché dans laquelle la demande doit égaler l'offre et pour laquelle le coût des approvisionnements supplémentaires est plus élevé que celui des sources habituelles de gaz.

L'instabilité des prix est une autre conséquence de cette recherche d'un nouvel équilibre entre l'offre et la demande, qui est devenue plus prononcée dans la deuxième moitié des années quatre-vingt-dix. Le retard dans l'introduction de nouvelles sources d'approvisionnement non conventionnelles contribuera à cette augmentation. La déréglementation, qui, jusqu'à maintenant, ne concernait que le prix de la marchandise de base, a lancé des signaux qui ont encouragé le forage de nouveaux puits, l'innovation et l'investissement dans de nouvelles sources (p. ex, le gaz naturel liquéfié et le méthane de gisement houiller). Toutefois, dans la mesure où ces mêmes signaux seront brouillés par la réglementation et par les autres forces non commerciales, les consommateurs (demande) devront supporter une plus grande part de l'ajustement du marché.

Cette disproportion de l'ajustement, qui porte plus lourdement sur la demande, entraîne à son tour des conséquences dans plusieurs domaines qui concernent les politiques publiques.

Impacts économiques

Une réponse unilatérale dans le secteur gazier canadien aura un impact négatif substantiel sur nos industries de transformation et de fabrication qui utilisent le gaz naturel et qui approvisionnent les États-Unis en produits dérivés du gaz. Le gaz naturel est un important combustible et une matière première pour les industries de transformation et de fabrication primaires du Canada. Si elle était forcée d'utiliser des substituts plus coûteux, l'industrie canadienne perdrait en compétitivité. Si les exportations de gaz naturel canadien devaient être réduites, le pays perdrait un important facteur de surplus commercial. En 2002, 44 % du gaz naturel produit au Canada était exporté, contribuant pour 25 milliards \$ à notre surplus commercial face aux États-Unis¹⁸. Plus directement, le secteur du transport et de la distribution du gaz naturel donnait du travail directement à 15 000 personnes en l'an 2001, et il soutient encore un nombre d'emplois important dans les industries apparentées¹⁹.

18 Statistique Canada, EIA, NPC; (Note : lorsque l'on inclut la portion d'«usage propre» dédiée au transport des exportations, celles-ci représentent alors 59 % de la demande)

19 Transport et distribution de gaz naturel 2001; Statistique Canada No 57-205-XIB

Ces industries cherchent constamment à mettre à profit l'« avantage canadien » d'un approvisionnement propre, sécuritaire et économique en gaz naturel. Si le gaz naturel n'est pas facilement disponible, alors ces mêmes industries perdront en compétitivité et seront peut-être forcées de fermer leurs portes ou de déménager dans des environnements plus concurrentiels.

Impacts environnementaux

Le gaz naturel est un élément clé de la réponse au changement climatique et au problème de qualité de l'air. Beaucoup le considèrent comme un « combustible de transition » d'ici l'arrivée possible, mais toujours hypothétique, à long terme, d'une économie basée sur l'hydrogène. Toutefois, les facteurs de rigidité de l'offre mettent cette vision en péril. Sans une capacité de réponse de l'offre adéquate :

- les programmes de lutte contre la pollution de l'air et changement climatique essuieront un recul, puisque les centrales d'énergie, les parcs automobiles, les commerces et les industries utiliseront des combustibles moins propres;
- il pourrait devenir plus difficile de respecter les engagements pris à Kyoto concernant la réduction des gaz à effet de serre;
- la commercialisation des piles à combustible au gaz naturel serait retardée.

Impacts sociaux

Les consommateurs le plus durement touchés par la hausse des prix de l'énergie sont ceux du « quintile de revenu inférieur » pour trois raisons :

- Les nécessités essentielles de la vie occupent une plus grande part de leurs dépenses annuelles.
- L'élasticité de leur demande d'énergie est la plus faible.
- L'interdiction aux compagnies de distribution locale de proposer des contrats à prix fixe limite encore plus l'éventail de choix offerts aux consommateurs.

Section QUATRE

ORIENTATION DES POLITIQUES

L'ACG est d'avis que les efforts en matière de politique devraient chercher à améliorer la capacité de réponse du marché gazier canadien, et spécialement l'élasticité de l'offre. Des politiques bien conçues, pour promouvoir une réaction plus vigoureuse de l'offre, aideront à réduire les coûts sociaux des ajustements dans la réponse de la demande. Parmi les aspects spécifiques à prendre en considération :

- L'exploration et le développement – un accès plus rapide au territoire pourrait réduire le délai de 18 mois qui sépare l'augmentation de la demande, signalée par une hausse des prix, et l'arrivée de gaz additionnel sur le marché. L'exploitation de bassins et sources d'approvisionnement non conventionnelles, comme le gaz naturel liquéfié, nécessite des investissements importants. Les gouvernements doivent prendre des mesures pour réduire ces risques en simplifiant les processus d'autorisation et en donnant une orientation claire à leurs politiques.
- Les gazoducs – la construction plus rapide de gazoducs est facilitée lorsque les investisseurs courent moins de risques, en partie grâce à de meilleurs taux de rendement et aussi grâce à une plus grande certitude en matière de politiques et de réglementation des gouvernements. L'expansion des réseaux de transports et de distribution nécessite plus de dix ans de planification poussée, des études environnementales et de gros montants de capitaux.
- Le stockage – l'expansion de la capacité de stockage dépend aussi des permis, de l'accès au territoire et des réglementations régissant les investissements.

Accès au territoire et aux ressources

L'accès au territoire, l'octroi de permis et l'allocation de prestations aux Autochtones seront les principales questions lors de l'exploitation de nouvelles sources d'approvisionnement à moyen terme.

L'exploration, le forage et le stockage requièrent l'accès au territoire. Les coûts d'accès (p. ex., les permis et frais associés pour obtenir l'accès aux terres de la Couronne) sont plus élevés aujourd'hui qu'il y a quelques années en raison des délais dans l'accès au territoire et des exigences excessives en matière de permis. Les gouvernements pourraient prendre des mesures immédiates pour améliorer la réaction de l'offre dans le domaine de l'accès au territoire :

- En levant les restrictions à l'exploration et au développement – des portions importantes de la ressource nord-américaine en gaz naturel se trouvent sur des terres interdites à l'exploitation ou placées sous des conditions extrêmement restrictives²⁰.
- En adoptant une politique environnementale judicieuse – le secteur du gaz naturel a prouvé que les ressources énergétiques peuvent être exploitées sans nuire à l'environnement. Les progrès dans les technologies d'exploration et de production ont nettement réduit les perturbations en surface causées par les puits de forage. Les travaux de restauration entrepris par le secteur gazier sont sans pareil. Ces actions signifient que les politiques de protection de l'environnement peuvent être rendues plus efficaces et plus économiques.

20 AGA; Rattie

Investissements dans les infrastructures

Il sera indispensable d'attirer les investissements pour accroître les capacités de transport, de distribution et de stockage au Canada, et pour soutenir le développement de la cogénération et de la production décentralisée en réponse aux besoins d'une économie en pleine croissance. Des politiques promouvant la capacité de réaction de l'offre créeront un climat propice à l'investissement à moyen terme. Il est donc impératif d'attirer les capitaux. Sans investissement, l'expansion et le développement de l'infrastructure dont le pays a tant besoin ne se produiront pas. Les régulateurs et gouvernements peuvent y contribuer de plusieurs façons :

- En augmentant les taux de rendement autorisés sur les capitaux - la déréglementation partielle du marché gazier canadien a rendu la concurrence plus féroce et fait monter les risques financiers. Les investisseurs éventuels, qui regardent l'ensemble du marché mondial, et pas seulement le marché nord-américain ou canadien, s'attendent à des taux de rendement qui reflètent ces risques. Les compagnies de distribution locales canadiennes ont dépensé plus de 300 M\$ en expansion et en rénovation en 2001²¹. Toutefois, puisque les taux de rendement sur les capitaux permis sont souvent nettement inférieurs (de 1 % à 2 % plus faibles) que les mêmes taux aux États-Unis, il est difficile d'attirer les investissements au Canada.
- En rendant la réglementation plus certaine et plus rapide – les politiques gouvernementales incohérentes ou inexistantes créent de l'incertitude et des risques qui empêchent le secteur énergétique d'attirer les capitaux. Le pays a besoin de stabilité et de certitude dans ces domaines.
- En assurant l'équité fiscale – la déréglementation et les progrès technologiques ont accru la concurrence pour l'utilisation des gazoducs canadiens, et elles ont fait augmenter le risque associé aux investissements dans ces mêmes gazoducs. Le même phénomène a réduit la durée de vie utile des gazoducs et raccourci la période pendant laquelle les investisseurs s'attendent à réaliser un retour concurrentiel sur leur investissement. Ces problèmes doivent être résolus si l'on veut encourager les investissements dans des projets d'assouplissement de l'offre. Plusieurs mesures fiscales peuvent accomplir cet objectif :
 - des amortissements fiscaux qui reflètent la durée de vie utile réduite des gazoducs et qui encouragent les investissements dans la capacité de réaction de l'offre;
 - des mesures incitatives à l'investissement dans des moyens novateurs d'assouplir l'offre (développement accru du stockage et/ou amélioration de la capacité de livraison des réseaux de transport et de distribution);
 - la capitalisation à 100 % des dépenses de recherche et développement dans les innovations et technologies permettant d'accroître la capacité de réaction de l'offre.
- Harmonisation fiscale du Canada avec les États-Unis — Les États-Unis songent à réduire de 20 à 15 ans la période d'amortissement fiscal des gazoducs de distribution. La raison invoquée est que l'industrie devra construire 255 000 milles de nouvelles conduites de distribution pour que les États-Unis puissent répondre à "l'augmentation de 50 % de la demande de gaz naturel qui est projetée pour les 20 prochaines années". L'American Gas Association (AGA) estime que cela épargnera 2,5 milliards de dollars en impôts aux sociétés de services publics. Si le Canada n'harmonise pas ses normes, il risque de perdre des projets de gazoduc d'importance critique, les investissements étant plus rentables aux États-Unis.

21 Transport et distribution de gaz naturel 2001; Statistique Canada No 57-205-XIB

Innovation et technologie – R et D

À long terme, on devra relever les défis de l'innovation et de la technologie pour débloquer des ressources non conventionnelles comme les hydrates des fonds marins, le gaz naturel en granules ou liquéfié, pour faciliter le transport, et le gaz naturel comprimé pour le transport marin.

La R et D est un élément important du développement de nouvelles sources d'approvisionnement puisqu'elle encourage la conservation et promeut la substitution et la diversification des combustibles. Des traitements comptables et fiscaux encourageant les dépenses en R et D seront nécessaires. En 2001, les dépenses totales de R et D des sociétés membres de l'ACG engagées dans le transport et la distribution représentaient 17,8 M\$. Les rabais fiscaux et/ou fonds de contrepartie versés à ces mêmes sociétés par le gouvernement, la même année, étaient de 0,66 M\$²².

Les gouvernements peuvent aider à promouvoir la capacité de réaction de l'offre en donnant de l'aide dans les domaines suivants :

- Exploration et développement – pour assurer que des approvisionnements adéquats de gaz naturel soient mis en marché rapidement, les forages exploratoires doivent aller plus profond, plus loin, plus vite et avec plus de précision que jamais.
- Appareils au gaz – les sociétés membres de l'ACG commanditent des projets qui mèneront à la mise au point et à l'utilisation d'appareils plus efficaces. Il est nécessaire de faire en sorte que ces dépenses puissent être comptabilisées comme des coûts récupérables.
- Sources d'approvisionnement non conventionnelles – quatre types d'approvisionnements non conventionnels nécessitent d'importants fonds de R et D : le méthane de gisement houiller, les gisements sous-marins, les gaz de formation avares des Rocheuses, et les hydrates. Il est nécessaire de soutenir les recherches scientifiques en cours pour débloquer l'énergie du gaz naturel des hydrates, des gaz sous-marins et des gaz avares d'une façon sécuritaire, fiable et responsable du point de vue environnemental.

Gestion de la demande

Les sociétés membres de l'ACG investissent dans des programmes de gestion de la demande qui encouragent les consommateurs à s'intéresser aux technologies les plus efficaces et à la conservation. Cet investissement dépend d'un cadre réglementaire qui permet aux contribuables de récupérer rapidement les coûts des programmes de gestion de la demande. Des décisions cohérentes concernant le type et la nature de ces coûts récupérables sont essentiels. De plus, puisqu'elles perdent des revenus à long terme par la gestion de la demande, les compagnies locales de distribution et les contribuables devraient pouvoir profiter de la vente future des crédits de carbone ainsi gagnés. Cela sera profitable à toutes les parties en cause et constituera un important instrument des politiques en matière de changement climatique.

En ce qui concerne les programmes de gestion de la demande en général, il est nécessaire que les gouvernements et l'industrie agissent comme des partenaires pour promouvoir la conservation et pour modifier la culture populaire en matière de consommation d'énergie. C'est là une occasion d'influencer positivement les résultats environnementaux et de promouvoir à la fois un approvisionnement écologique et un équilibre de la demande. On doit aussi donner davantage d'incitatifs aux compagnies de distribution

22 Innovation et défis technologiques; exposé de l'ACG à l'ADRC/RS&DE; J. Krill; juin 2003

locales pour qu'elles puissent améliorer leur programme de gestion de la demande et réduire le fardeau réglementaire que cela représente.

Si on permettait aux compagnies de distribution locales de proposer des contrats à long terme, à prix fixe, à leurs utilisateurs finaux, ces derniers subiraient moins le « choc de la demande » causé par l'instabilité des prix courants. Cela aiderait à stabiliser l'ensemble du profil de la demande de gaz naturel. Ce type d'ajustement aux politiques profiterait au consommateur tout en permettant au marché de fonctionner à l'aide d'indices de prix exacts – même si c'étaient des indices plus à long terme.

Approvisionnement en énergie et diversité des choix de carburant

La disponibilité d'un vaste choix de carburants est un facteur clé pour améliorer la capacité de réaction du marché. Pour que les marchés fonctionnent convenablement, les consommateurs doivent avoir le choix et la capacité de substituer librement les produits. C'est pourquoi il importe de lever les barrières artificielles qui limitent les types d'énergie que les consommateurs peuvent utiliser ou qui favorisent indûment un type de carburant par rapport à l'autre. Des signaux de marché clairs pour tous les types d'énergie aident aussi à garantir que les capitaux seront investis de la façon la plus efficace possible.

Le fait de permettre à tous les acteurs de proposer une variété d'options d'approvisionnement en gaz naturel et de les autoriser tous à utiliser des instruments de couverture tant physiques que financiers aidera à limiter l'instabilité des prix et à diversifier les options proposées aux consommateurs.

Annexe 1

SOURCE DE PRÉVISION SUR LE GAZ NATUREL ET MÉTHODE D'INTÉGRATION

Méthode d'intégration :

- Les sources ont fourni une prévision de l'offre, de la demande (ou les deux) pour le Canada, les États-Unis (ou là encore les deux).
- Lorsqu'une seule source fournissait une prévision couvrant toute l'Amérique du Nord, celle-ci était prise telle quelle dans le calcul de la moyenne avec les autres prévisions.
- Si nécessaire, les prévisions ont été combinées (additionnées) pour élaborer autant de prévisions nord-américaines " uniques " que possible sans compromettre l'intégrité des résultats consolidés.
- Les prévisions de l'ONE sur l'offre et la demande du Canada ont été combinées à celles de l'EIA sur l'offre et la demande des États-Unis pour créer une seule et unique prévision nord-américaine de l'offre et de la demande.
- Les prévisions ZIFF de l'approvisionnement américain ont été combinées aux prévisions d'approvisionnement canadiennes de l'ONE et de TCPL pour en arriver à deux prévisions distinctes de l'offre en Amérique du Nord.

En suivant cette procédure, on a créé 16 prévisions de l'offre et 8 de la demande en Amérique du Nord. Les 16 prévisions de l'offre nord-américaines ont ensuite été combinées pour donner une prévision moyenne de l'offre en Amérique du Nord. Ensuite, ces mêmes prévisions ont été analysées pour identifier les maximums et minimums. La même méthode a été appliquée aux huit prévisions de la demande.

Type de source	Source	Prévision de l'offre		Prévision de la demande		Année de prévision	Période couverte
		Can	EU	Can	EU		
Organisme gouvernemental	ONE	X		X		2003	to 2020
	EIA		X		X	2003	to 2020
	RNCan	X	X	X	X	2002	to 2010
Transport	TCPL	X		X		2003	to 2020
Consultant	ZIFF	X	X			2002	to 2020
	PIRA	X	X	X	X	2002	to 2010
	P&G	X	X	X	X	2002	to 2010
	RSEG	X	X	X	X	2002	to 2005

Annexe 2

HYPOTHÈSES DE PRÉVISION COMPILÉES

Source	Prévision	Prix	Économie	Inflation	Technologie	Environnement
ONE	Offre minimum et demande maximum	Cours NYMEX du gaz au centre Henry (en \$US de 2001/mmBTU); d'un creux de 3,21 en 2003 à un pic de 3,59 en 2022	Croissance réelle du PNB : 2,7% 2001-10; 2,1% 2011-20; 1,4% 2021-25; Taux de croissance de la population : 0,8% 2001-10; 0,6% 2011-20; 0,4% 2021-25	IPC : 1,9% 2001-10; 2,0% 2011-20; 2,1% 2021-25; Rapport de prix entre le gaz et le pétrole de 83% atteignant 90% en 2025	Progrès graduels de la technologie	Action limitée en matière d'environnement
	Demande minimum et offre maximum	Cours NYMEX du gaz au centre Henry (en \$US de 2001/mmBTU); d'un creux de 3,34 en 2003 à un pic de 4,10 en 2022	Croissance réelle du PNB : 2,9% 2001-10; 2,6% 2011-20; 2,5% 2021-25; Taux de croissance de la population : 0,8% 2001-10; 0,6% 2011-20; 0,4% 2021-25	IPC : 1,9% 2001-10; 2,0% 2011-20; 2,4% 2021-25; Parité des prix entre le gaz et le pétrole en 2010	Progrès rapides de la technologie	Vaste action en matière d'environnement
EIA	Offre minimum et demande minimum	(en \$US de 2001/mmcf) d'un creux de 2,76 à la tête de puits en 2006 à un pic de 3,96 en 2023	Faible performance; croissance du PNB de 2,5% jusqu'à 2025; Taux de croissance de la population de 0,6% jusqu'à 2025	Taux d'inflation des autres énergies jusqu'en 2025: Cours mondial du pétrole 0,5%; houille (0,9%); électricité (0,5%)	S/O	Croissance de 12% dans les émissions de CO ₂ jusqu'en 2025
	Offre maximum et demande maximum	(en \$US 2001/mmcf) d'un creux de 2,92 à la tête de puits en 2006 à un pic de 4,50 en 2025	Forte performance; croissance du PNB de 3,5% jusqu'à 2025; Taux de croissance de la population de 1,0% jusqu'à 2025	Taux d'inflation des autres énergies jusqu'en 2025: Cours mondial du pétrole 1,0%; houille (0,7%); électricité (0,1%)	S/O	Croissance de 18% dans les émissions de CO ₂ jusqu'en 2025
RNCan	Offre et demande	Sommet de 3,75 \$US/mmBTU au centre Henry en 2008; Cours albertain constant de 4,40 \$CAN/GJ à compter de 2006	De 2003 à 2010: Augmentation approximative de 50% en demande de gaz pour la génération d'électricité; Croissance relativement nulle de la demande résidentielle/commerciale/industrielle	S/O	S/O	S/O
TCPL	Offre et demande	Prix d'équilibre à long terme de NYMEX (en \$US de 2002) de 3,50\$/mmBTU en 2006	Croissance du PNB de 3% par année, indéfiniment	2% par année, indéfiniment	S/O	S/O
ZIFF	Offre minimum	Aucune pression haussière significative sur les prix du gaz dans un marché de 30 TCF.	S/O	S/O	Progrès limités (p.ex., technologie du méthane de gisement houiller)	S/O
	Offre maximum	Prix approchant US 3,60 \$/mmBTU (1999 \$) jusqu'à 2020	S/O	S/O	Développements permettant une croissance significative des sources non-conventionnelles (p. ex., méthane de gisement houiller)	S/O
PIRA	Offre et demande	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O
P&G	Offre et demande	S/O	S/O	S/O	S/O	S/O

Annexe 3

DONNÉES PRÉVISIONNELLES COMPILÉES SUR LE GAZ NATUREL

Données des graphiques : (BCF)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
EIA-ONE faible demande	25,953	26,583	27,086	27,247	27,592	27,798	28,577	29,068	29,564
EIA-ONE demande forte	25,923	27,094	27,642	27,967	28,518	28,996	30,056	30,724	31,519
NRCan demande	26,407	27,124	27,730	28,347	29,513	30,082	30,672	31,244	31,905
EIA-TCPL faible demande	26,028	26,699	27,298	27,526	27,935	28,206	29,032	29,666	30,170
EIA-TCPL demande forte	26,028	27,239	27,878	28,246	28,845	29,366	30,432	31,216	32,010
PIRA demande	26,060	26,660	27,260	27,860	29,270	29,840	30,410	30,980	31,630
P&G demande	26,775	27,559	28,271	29,021	29,693	30,319	30,876	31,423	32,005
RSEG demande	25,860	26,340	26,840	27,530					
EIA-NEB offre faible	25,425	25,845	26,315	26,434	26,937	27,130	27,931	28,173	28,708
EIA-NEB offre forte	25,446	26,301	26,780	26,968	27,520	27,847	28,688	29,072	29,996
NRCan offre	26,074	26,571	27,091	27,594	28,344	28,918	29,565	30,173	30,744
ZIFF offre forte	26,812	27,288	27,764	28,240	28,842	29,444	30,046	30,648	31,250
ZIFF offre faible	26,596	26,964	27,332	27,700	27,874	28,048	28,222	28,396	28,570
EIA-TCPL offre faible	25,643	26,055	26,589	26,769	27,184	27,380	28,207	29,000	29,413
EIA-TCPL offre forte	25,663	26,505	27,039	27,269	27,814	28,190	29,157	30,040	30,703
ZIFF-NEB offre faible	26,213	26,357	26,621	26,854	27,071	27,168	27,393	27,309	27,588
ZIFF-NEB offre forte	26,430	26,687	27,068	27,428	27,838	28,163	28,562	28,804	29,496
ZIFF-TCPL offre faible	26,431	26,567	26,895	27,189	27,318	27,418	27,669	28,136	28,293
ZIFF-TCPL offre forte	26,647	26,891	27,327	27,729	28,132	28,506	29,031	29,772	30,203
EIA-ZIFF offre faible	25,808	26,452	27,026	27,280	27,740	28,010	28,760	29,260	29,690
EIA-ZIFF offre forte	25,828	26,902	27,476	27,780	28,524	29,128	30,172	30,916	31,750
PIRA offre	25,680	26,060	26,430	26,800	27,390	27,980	28,560	29,140	29,730
P&G offre	26,720	27,380	28,040	28,710	29,380	30,020	30,570	31,110	31,650
RSEG offre	26,430	26,760	27,100	27,280					
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demande maximum	26,775	27,559	28,271	29,021	29,693	30,319	30,876	31,423	32,010
Demande minimum	25,860	26,340	26,840	27,247	27,592	27,798	28,577	29,068	29,564
Demande moyenne	26,317	26,950	27,556	28,134	28,642	29,059	29,727	30,246	30,787
Offre maximum	26,812	27,380	28,040	28,710	29,380	30,020	30,570	31,110	31,750
Offre minimum	25,425	25,845	26,315	26,434	26,937	27,130	27,393	27,309	27,588
Offre moyenne	26,118	26,612	27,177	27,572	28,159	28,575	28,982	29,210	29,669

Données des graphiques : (BCF)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EIA-ONE faible demande	30,205	30,823	31,237	31,608	32,005	32,430	32,727	33,186	33,748	34,211
EIA-ONE forte demande	32,320	33,161	33,670	34,241	34,653	35,313	35,850	36,647	37,685	38,519
NRCan demande										
EIA-TCPL faible demande	30,829	31,492	31,974	32,375	32,822	33,270	33,639	34,109	34,695	35,180
EIA-TCPL forte demande	32,799	33,672	34,214	34,825	35,342	36,030	36,599	37,409	38,525	39,470
PIRA demande										
P&G demande										
RSEG demande										
EIA-NEB offre faible	29,124	29,483	29,483	29,384	29,991	29,987	29,961	30,224	30,493	30,749
EIA-NEB offre forte	30,601	31,264	31,596	31,850	32,874	33,232	33,550	34,466	35,506	36,358
NRCan offre										
ZIFF offre forte	31,724	32,198	32,672	33,146	33,620	34,022	34,424	34,826	35,228	35,630
ZIFF offre faible	28,646	28,722	28,798	28,874	28,950	28,802	28,654	28,506	28,358	28,210
EIA-TCPL offre faible	29,940	31,854	32,356	32,710	33,160	33,510	33,685	33,818	33,936	33,818
EIA-TCPL offre forte	31,320	33,424	34,016	34,440	34,800	35,380	35,705	36,308	37,156	37,528
ZIFF-NEB offre faible	27,494	27,353	26,973	26,564	26,781	26,287	25,811	25,514	25,143	24,909
ZIFF-NEB offre forte	29,777	30,026	30,164	30,314	31,314	31,290	31,346	31,570	31,578	31,788
ZIFF-TCPL offre faible	28,310	29,724	29,846	29,890	29,950	29,810	29,535	29,108	28,586	27,978
ZIFF-TCPL offre forte	30,496	32,186	32,584	32,904	33,240	33,438	33,501	33,412	33,228	32,958
EIA-ZIFF offre faible	30,276	30,852	31,308	31,694	32,160	32,502	32,804	33,216	33,708	34,050
EIA-ZIFF offre forte	32,548	33,436	34,104	34,682	35,180	35,964	36,628	37,722	39,156	40,200
PIRA offre										
P&G offre										
RSEG offre										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demande maximum	32,799	33,672	34,214	34,825	35,342	36,030	36,599	37,409	38,525	39,470
Demande minimum	30,205	30,823	31,237	31,608	32,005	32,430	32,727	33,186	33,748	34,211
Demande moyenne	31,502	32,247	32,725	33,217	33,673	34,230	34,663	35,297	36,137	36,841
Offre maximum	32,548	33,436	34,104	34,682	35,180	35,964	36,628	37,722	39,156	40,200
Offre minimum	27,494	27,353	26,973	26,564	26,781	26,287	25,811	25,514	25,143	24,909
Offre moyenne	30,021	30,394	30,539	30,623	30,981	31,126	31,219	31,618	32,150	32,554

