

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

# Liquides de gaz naturel en Amérique du Nord

---

Établissement des prix  
*et* convergence

1  
lgn  
lgn  
lgn  
lgn

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

# Liquides de gaz naturel en Amérique du Nord

---

**Établissement des prix  
et convergence**

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par  
l'Office national de l'énergie 2001

N° de cat. NE23-100/2001F  
ISBN 0-662-85932-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du :**

Bureau des publications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta)  
T2P 0X8  
Télécopieur : (403) 292-5503  
Téléphone : (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet : [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

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

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada



© Her Majesty the Queen in Right of Canada as  
represented by the National Energy Board 2001

Cat. No. NE23-100/2001E  
ISBN 0-662-30647-3

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Publications Office  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue SW  
Calgary, Alberta  
T2P 0X8  
Fax: (403) 292-5503  
Phone: (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet: [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

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

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

---

# TABLE DES MATIÈRES

<b>Liste des figures</b>	i
<b>Tour d'horizon</b>	1
<b>Carrefours de commercialisation des LGN</b>	1
<b>Établissement des prix des LGN</b>	2
<b>Hiver 2000-2001 : début de la convergence</b>	3
Prix mondiaux du pétrole : 1999 et 2000	3
Marché du gaz en Amérique du Nord : 1999 et 2000	3
Données récentes sur le marché des LGN : de décembre 2000 à janvier 2001	4
<b>Évolution des prix de l'énergie au cours du premier trimestre de 2001</b>	6
<b>Observations</b>	7

## LISTE DES FIGURES

1	Carrefours de commercialisation et pipelines de LGN en Amérique du Nord	1
2	Prix du gaz naturel et du pétrole brut	4
3	Prix de l'éthane et du gaz naturel	6
4	Prix du propane, du gaz naturel et du pétrole brut	6
5	Prix des butanes, du gaz naturel et du pétrole brut	7

## Tour d'horizon

À l'automne 2000, en raison de facteurs variés, les prix de l'énergie atteignaient des sommets sans précédent et ceux des liquides de gaz naturel (LGN) grimpaient également à des niveaux élevés. Ces facteurs ont eu une incidence sur l'industrie des LGN et la question des prix de l'énergie demeure problématique puisque, selon les prévisions, les prix du pétrole brut et du gaz naturel resteront élevés à court terme.

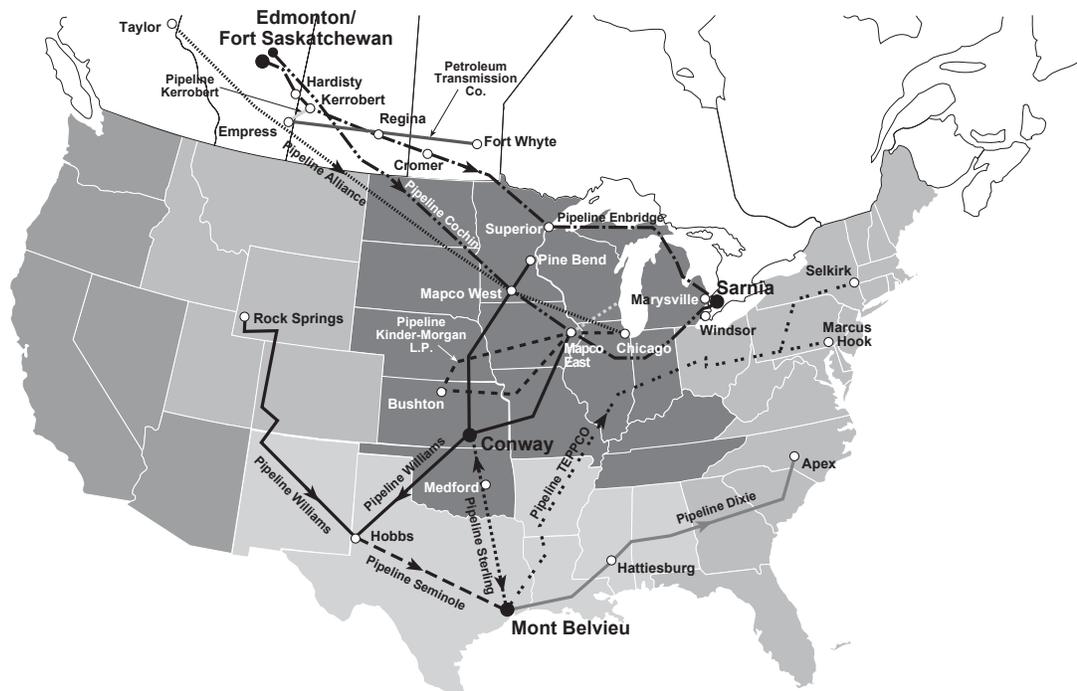
Le présent rapport donne des renseignements généraux sur l'établissement des prix des LGN et traite des effets de la convergence des prix de l'énergie.

## Carrefours de commercialisation des LGN

L'Amérique du Nord compte quatre grands carrefours de commercialisation des LGN : Edmonton/Fort Saskatchewan, en Alberta; Sarnia, en Ontario; Conway, au Kansas; et Mont Belvieu, au Texas (figure 1). Chacun de ces carrefours comporte de grandes installations de stockage souterrain et tous sont reliés à des réseaux pipeliniers pour le transport et la distribution. Edmonton et Conway sont en interaction directe en raison de l'interconnexion des pipelines Cochin et Mapco, et tous deux

FIGURE 1

### Carrefours de commercialisation et pipelines de LGN en Amérique du Nord



---

desservent le Midwest américain. Malgré l'absence d'une liaison directe, le carrefour de Sarnia est en interaction avec celui de Mont Belvieu étant donné qu'ils desservent le même marché aux États-Unis, celui du Nord-Est.

L'usine d'extraction et de fractionnement Aux Sable, entrée en service en décembre 2000 et située au terminal du pipeline Alliance, près de Chicago (Illinois), pourrait devenir un nouveau centre pour le commerce des LGN. L'usine Aux Sable est reliée, aux États-Unis, à des pipelines de livraison de LGN en service et son emplacement stratégique lui donne accès à de vastes marchés.

## **Établissement des prix des LGN**

Tous les composants du groupe des LGN [éthane (C<sub>2</sub>), propane (C<sub>3</sub>) et butanes (C<sub>4</sub>)] peuvent être utilisés, entre autres, comme charge d'alimentation par l'industrie pétrochimique pour la production de dérivés tels que l'éthylène, le propylène et le butylène. Mont Belvieu, compte tenu de sa forte concentration d'usines pétrochimiques, de raffineries, d'installations de stockage et de fractionnement, ainsi que d'infrastructures pipelinaires et portuaires, est la plus grande région consommatrice de LGN en Amérique du Nord. Ces installations et l'emplacement stratégique du carrefour, soit la région côtière du golfe du Mexique, confèrent à Mont Belvieu le rôle de « décideur », ou point de référence, pour les prix pratiqués dans les marchés de LGN en Amérique du Nord. En outre, comme les LGN exportés du Canada ne représentent qu'environ 10 % de la demande aux États-Unis, le prix des liquides canadiens est déterminé par le prix demandé dans le marché américain. Le principal facteur qui agit sur le prix de Mont Belvieu est la demande de LGN en tant que charge d'alimentation pour l'industrie pétrochimique.

Bien que le marché de Sarnia n'ait pas d'influence sur les prix, une légère prime y est obtenue par rapport au prix de Mont Belvieu (par le passé, cette prime s'est située d'environ 1/2 à 1 ¢US/gal. US). Cette prime représente la valeur théorique des frais de transport (absence de liaison physique) depuis le terminal du pipeline Texas Eastern Pipeline (TEPPCO), dans le Nord-Est des États-Unis, jusqu'à Sarnia. La région de Sarnia compte des usines pétrochimiques, des raffineries et des installations de fractionnement.

Normalement, le carrefour de Conway n'a lui non plus aucune influence sur les prix; cependant, au cours des mois d'hiver (lorsque le niveau des stocks est faible et que la demande est forte), il peut arriver que le prix dans le marché de Conway excède celui de Mont Belvieu. Edmonton est normalement vendeur au prix du marché et son prix est aligné sur celui de Conway. Les carrefours de Conway et d'Edmonton/Fort Saskatchewan sont semblables du fait qu'ils ont accès à des usines pétrochimiques qui utilisent uniquement de l'éthane. À Conway et Edmonton, les prix selon les rentrées nettes sont établis par rapport à ceux de Mont Belvieu et de Sarnia, respectivement, moins un écart relatif au transport. L'écart entre Conway et Mont Belvieu reflète le tarif de transport pipelinier jusqu'à Mont Belvieu, tandis que l'écart entre Edmonton et Sarnia reflète le tarif sur Cochin jusqu'à Sarnia.

Les contrats de vente de LGN sont généralement d'une durée d'un an; le prix est indexé sur le prix de référence d'un des carrefours pour tenir compte des révisions de prix mensuelles. Par le passé, les prix des composants des LGN ont suivi de près ceux du pétrole, parce qu'ils concurrencent principalement les dérivés du pétrole, notamment le naphte et le carburant diesel.

L'éthane fait exception. Du fait qu'il est utilisé comme combustible de remplacement pour le chauffage, son prix suit de près celui du gaz naturel.

Le propane et les butanes se vendaient généralement à environ 75 % et 85 %, respectivement, du prix du pétrole (sur une base volumétrique). En règle générale, sauf pour l'influence de conditions de

---

courte durée dans certains marchés locaux, ces rapports se sont maintenus jusqu'à la convergence des marchés de l'énergie, à la fin de 2000.

## **Hiver 2000-2001 : début de la convergence**

Au cours de l'hiver 2000-2001, le rapport entre les prix des liquides et ceux du pétrole brut s'est plus ou moins rompu. Pendant un certain temps, les prix élevés de l'énergie ont fait en sorte que l'extraction des liquides du gaz naturel n'était plus rentable, les producteurs obtenant une valeur supérieure pour les LGN en les laissant dans le flux de gaz. Par la suite, lorsque l'écart entre l'offre et la demande de LGN s'est resserré dans différentes régions de l'Amérique du Nord, les prix des LGN se sont mis à refléter le niveau élevé sans précédent des prix du gaz naturel.

Pour mieux comprendre les événements à l'origine de la récente convergence des prix de l'énergie en Amérique du Nord, et l'effondrement subséquent du rapport entre les prix des LGN et ceux du pétrole brut, il est nécessaire d'examiner le contexte dans lequel l'industrie canadienne des LGN évolue. Une brève description de ce qui s'est produit tant sur le marché mondial du pétrole que sur le marché nord-américain du gaz naturel est présentée ci-après.

### **Prix mondiaux du pétrole : 1999 et 2000**

La reprise des économies asiatiques en 1999 et la vigueur continue de l'économie américaine ont été les principaux facteurs d'augmentation, dans les six derniers mois de 1999, de la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale. Cette poussée de la demande, jumelée aux compressions de production par les pays membres de l'OPEP, s'est traduite par un excédent de la demande par rapport à l'offre (soit la production majorée des stocks de brut). En fait, au moment où débutait la saison de chauffage 2000-2001, les stocks mondiaux de pétrole étaient à leur niveau le plus bas depuis dix ans.

L'Amérique du Nord a connu une forte croissance économique pendant une bonne partie de la dernière décennie. Cette progression a eu pour résultat d'alimenter la hausse de la demande en énergie sur le continent. De plus, le faible niveau des prix du pétrole en 1998 et 1999 ainsi que les coupures effectuées par les sociétés pétrolières et gazières dans leurs dépenses d'exploration et de mise en valeur ont fait en sorte que le remplacement des réserves de pétrole n'a pas suivi le rythme de la production en Amérique du Nord. En conséquence, au début de l'hiver 2000-2001, les stocks de pétrole aux États-Unis se situaient à leur plus bas niveau depuis cinq ans.

Tous ces facteurs ont contribué au maintien du niveau élevé des prix mondiaux du pétrole, qui ont atteint une crête de plus de 35 \$US le baril en novembre 2000; ces prix forts se sont répercutés sur d'autres marchés énergétiques étroits.

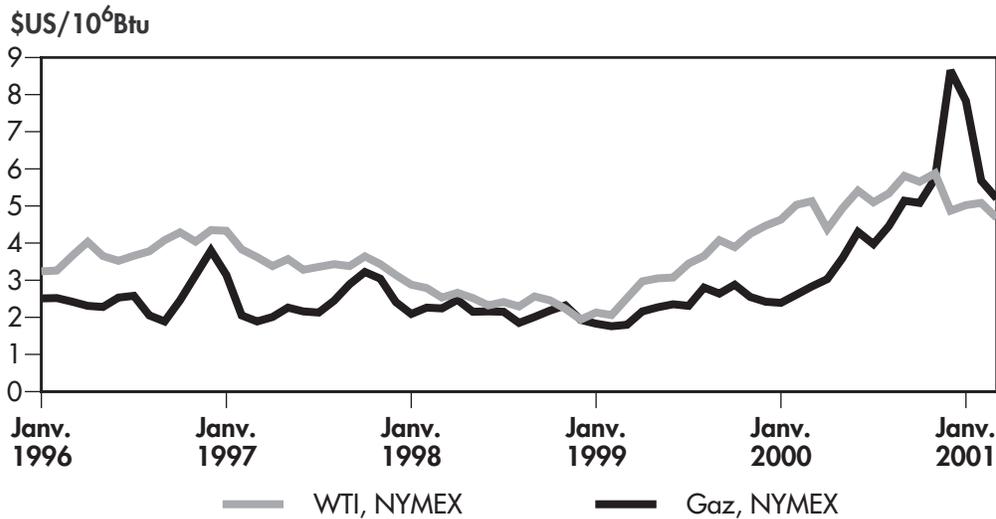
### **Marché du gaz en Amérique du Nord : 1999 et 2000**

Entre la fin des années 1980 et l'automne 2000, le gaz naturel se vendait (en termes de teneur calorifique) à des prix moindres que ceux du pétrole (figure 2). Au cours des deux dernières années, la croissance de la demande de gaz a été supérieure à celle de l'offre. Cette situation a entraîné une flambée des prix du gaz naturel à l'automne 2000; ils se situaient alors entre 7 \$US et 9 \$US/10<sup>6</sup> Btu et ce, pour les raisons ci-après.

- i) La forte croissance de l'économie nord-américaine a alimenté sans arrêt la poussée de la demande d'énergie.
- ii) La demande d'électricité a crû plus rapidement que celle de l'énergie en général, hausse qui s'explique en partie par l'utilisation accrue du matériel informatique et des appareils

**FIGURE 2**

**Prix du gaz naturel et du pétrole brut**



électriques (climatiseurs, appareils d'éclairage extérieur, systèmes audiovisuels domestiques, réfrigération, etc.). Cette poussée de la demande d'électricité (jumelée aux préoccupations environnementales) a renforcé la demande de gaz naturel en raison de l'accroissement considérable de la production d'électricité au moyen de gaz naturel.

- iii) À l'été 2000, le gaz était vendu pour satisfaire la demande des entreprises produisant de l'électricité au moyen de gaz naturel et non pour reconstituer les stocks, de sorte que ces derniers étaient bas au début de l'hiver 2000-2001.
- iv) Un manque de capacité de production d'électricité (notamment en Californie et, dans une mesure beaucoup moindre, en Alberta) a exacerbé la situation, pour ainsi faire augmenter les prix du gaz et de l'électricité<sup>1</sup>.

La rapidité de la hausse des prix du gaz naturel a été étonnante. De 1999 à la fin de 2000, les prix du gaz en Amérique du Nord ont presque quadruplé, pour passer d'environ 2,50 \$US/10<sup>6</sup>Btu à 9 \$US/10<sup>6</sup>Btu. Tous ces facteurs (demande d'énergie accrue, bas niveau des stocks de ressources énergétiques, remplacement insuffisant des réserves, capacité limitée de production d'électricité et capacité limitée de transport de gaz près des carrefours, tant au Canada qu'aux États-Unis) ont occasionné les niveaux élevés sans précédent des prix de l'énergie que nous avons connus à la fin de 2000.

**Données récentes sur le marché des LGN : de décembre 2000 à janvier 2001**

Au cours de cette période, en Amérique du Nord, les exploitants d'usines à gaz ont ajusté l'exploitation dans le but de réduire au minimum les niveaux de récupération de liquides. En fait, ils ont réagi aux prix élevés du gaz naturel en freinant l'extraction de LGN (surtout l'éthane et le propane) et en ne récupérant que les butanes et le condensat nécessaires pour respecter les

<sup>1</sup> Le lien entre les prix du gaz naturel et ceux de l'électricité se rapporte au mode de tarification de l'électricité. En règle générale, les consortiums d'électricité établissent les prix en fonction du coût marginal (c.-à.-d. le prix de la dernière unité d'électricité vendue). Comme les unités produites au moyen de gaz naturel sont souvent les dernières à être utilisées pour répondre à la demande de pointe, le coût de la production au gaz naturel est souvent celui qui détermine le prix d'équilibre pour les marchés dont l'approvisionnement en électricité dépend d'un consortium.

---

spécifications relatives au point de rosée dans les gazoducs. En conséquence, les liquides laissés dans le flux de gaz se vendaient au prix du gaz, qui était supérieur au prix du marché de l'éthane et du propane à ce moment-là. De plus, les producteurs n'avaient pas à payer les droits de traitement et de fractionnement du gaz, qui avaient également augmenté et dont la hausse résultait elle aussi du coût élevé du gaz naturel et de l'électricité. Par exemple, avant l'automne 2000, les producteurs albertains payaient l'électricité environ 45 \$CA/MWh, comparativement à une fourchette de 200 \$CA à 250 \$CA/MWh durant l'hiver 2000-2001. Les frais d'extraction et de fractionnement, qui avant l'automne 2000 étaient de l'ordre de 6 ¢US à 10 ¢US/gal. US (24 \$CA à 40 \$CA/m<sup>3</sup>) selon le procédé d'extraction utilisé, ont augmenté d'environ 3 ¢US/gal. US (12 \$CA/m<sup>3</sup>). L'avantage économique que représente la séparation des liquides en produits purs avait essentiellement disparu<sup>1</sup>.

Comme les LGN servent de combustible de remplacement (chauffage des locaux et procédés industriels ou raffinage), on constate maintenant que non seulement les prix du pétrole, mais aussi les prix du gaz naturel peuvent influencer sur les prix des liquides, selon le produit dont la valeur marchande est plus élevée en termes de teneur calorifique. En règle générale, tant qu'il ne sera pas rentable de faire autrement, le niveau de production de liquides demeurera inférieur à celui de la récupération intégrale, ce qui entraînera un resserrement de l'écart entre l'offre et la demande de LGN ainsi qu'une hausse des prix<sup>2</sup>.

Les caractéristiques de la demande de LGN ont changé considérablement au cours de l'hiver 2000-2001. Ainsi, la pénurie de liquides attribuable à la réduction des activités d'extraction a incité certaines entreprises pétrochimiques à trouver, dans la mesure du possible, d'autres sources d'alimentation pour les craqueurs servant à la production d'éthylène. Des raffineries, notamment en Californie, se sont tournées vers les LGN pour alimenter leurs procédés, plutôt que de s'approvisionner en gaz naturel à prix fort. À la longue, l'écart entre l'offre et la demande de LGN s'est resserré substantiellement dans plusieurs régions (p. ex., Sarnia, la Californie, Hattiesburg, au Mississippi) et les prix des liquides se sont mis à suivre de près celui du gaz naturel.

Les trois graphiques qui suivent (figures 3, 4 et 5) permettent de comparer les prix de C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub>, respectivement, au prix du gaz naturel en termes de teneur calorifique. Les figures 4 et 5 présentent en outre les prix du pétrole brut. Bien que les prix de C<sub>3</sub>, de C<sub>4</sub> et du pétrole ne soient pas normalement exprimés en \$/10<sup>6</sup>Btu, les unités de teneur calorifique ont été utilisées dans le présent rapport pour illustrer à quel moment, en décembre 2000, les prix de C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> ont commencé à suivre de près ceux du gaz naturel<sup>3,4</sup>.

---

1 Comme le gaz valait plus de 7 \$US/10<sup>6</sup>Btu et le pétrole environ 28 \$US/baril, et que le prix de l'électricité dépassait 200 \$US/MWh, les producteurs qui disposaient de volumes discrétionnaires ont décidé qu'il n'était pas rentable de séparer les liquides et de les vendre en tant que produits purs.

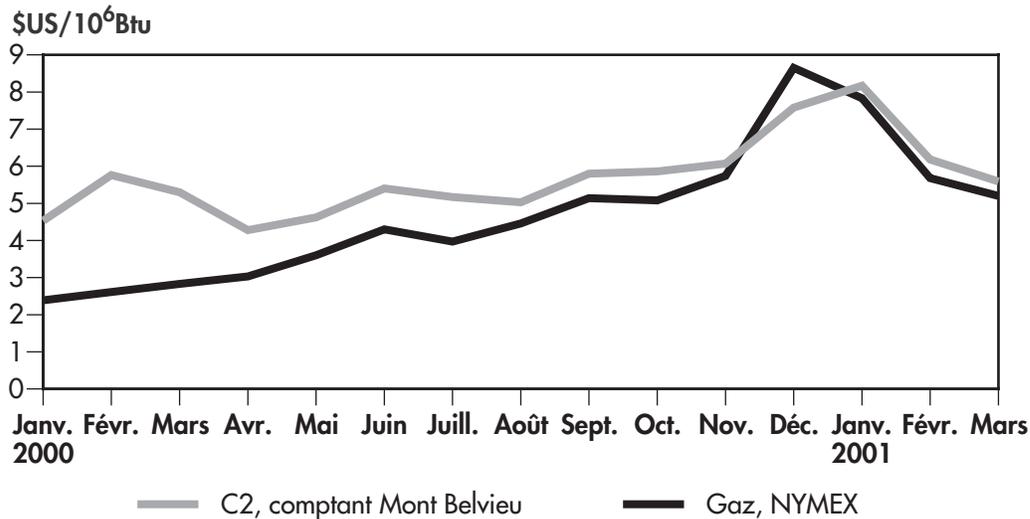
2 Cependant, si les niveaux de récupération demeurent à un minimum pour une longue période, les liquides ne doivent pas s'accumuler dans le flux de gaz indéfiniment. Les usines à gaz devront inévitablement extraire les LGN pour respecter les spécifications pipelinières, ce qui aura pour effet d'augmenter l'offre et de faire baisser les prix des liquides.

3 Teneur calorifique : éthane (3,08 10<sup>6</sup>Btu/baril); propane (3,84 10<sup>6</sup>Btu/baril); butane (4,33 10<sup>6</sup>Btu/baril); naphte (5,25 10<sup>6</sup>Btu/baril); pétrole brut (moyenne supposée 5,83 10<sup>6</sup>Btu/baril)

4. Lorsqu'il est considéré en termes de contenu énergétique plutôt que sur une base volumétrique, le rapport de prix entre C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> n'est pas apparent quand ces produits se vendent à 75 % et 85 %, respectivement, du prix du pétrole.

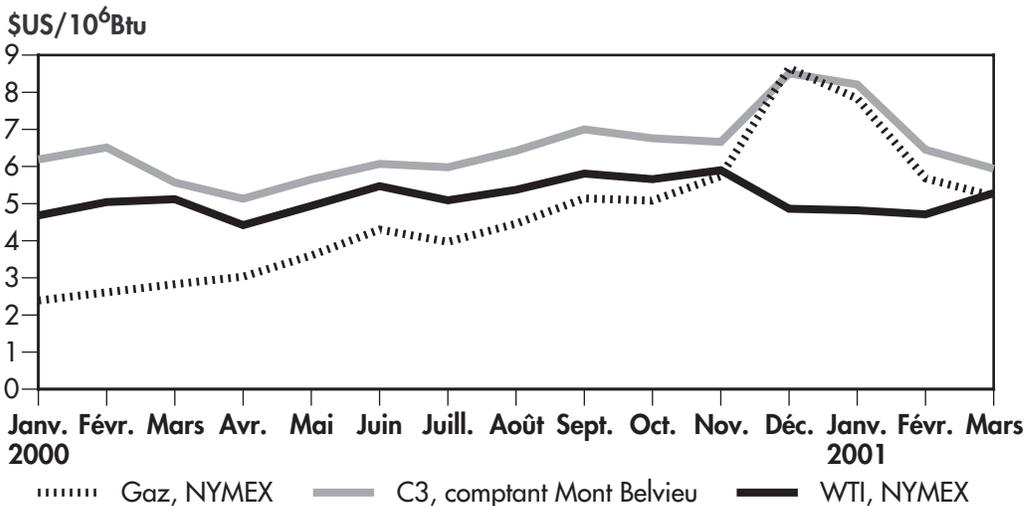
**FIGURE 3**

**Prix de l'éthane et du gaz naturel (en termes de teneur calorifique)**



**FIGURE 4**

**Prix du propane, du gaz naturel et du pétrole brut (en termes de teneur calorifique)**

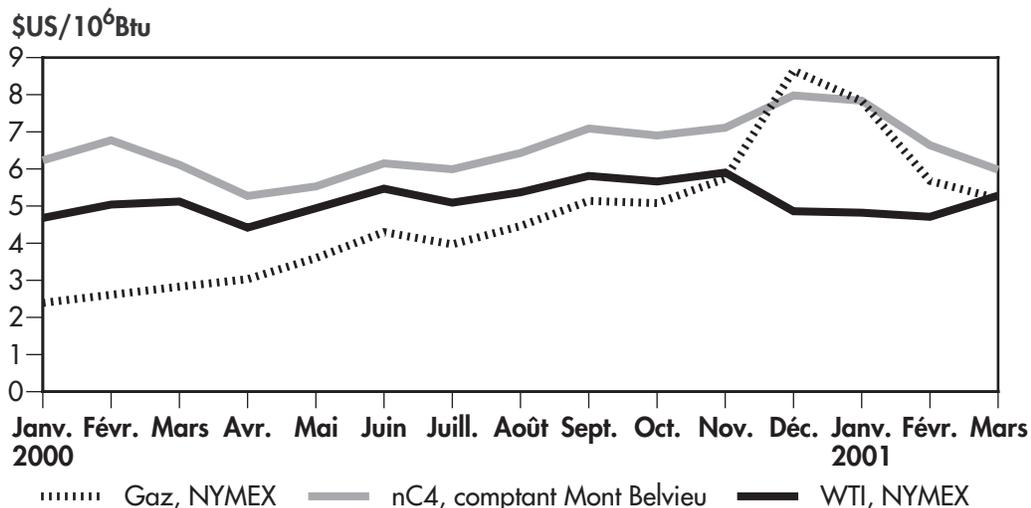


**Évolution des prix de l'énergie au cours du premier trimestre de 2001**

Vers décembre 2000, après que les pays membres de l'OPEP eurent augmenté la production du pétrole à différents moments durant l'année, l'écart entre la production et la demande s'est resserré. Les prix du brut (l'indice WTI se situait à plus de 35 \$US/baril à la mi-novembre 2000) se sont mis à baisser en raison du ralentissement de la croissance économique aux États-Unis et de la reconstitution des stocks de produits pétroliers à des niveaux plus près de la normale. Les prix du pétrole se sont maintenus entre 26 \$US et 28 \$US/baril au cours du premier trimestre de 2001.

**FIGURE 5**

**Prix des butanes, du gaz naturel et du pétrole brut (en termes de teneur calorifique)**



Pendant cette même période, les niveaux élevés sans précédent des prix du gaz et la baisse des prix du pétrole s'alliaient pour accélérer le remplacement du gaz par le pétrole comme combustible. Ce facteur, jumelé à la baisse d'intensité de l'activité industrielle énergivore, a miné à la longue la demande de gaz naturel, de sorte qu'en mars 2001, les prix du gaz naturel avaient baissé pour s'établir à environ 5 \$US à 6 \$US/10<sup>6</sup>Btu, en raison de cette réduction de la demande et de l'augmentation lente mais progressive de la production de gaz. À la fin d'avril 2001, la valeur marchande du gaz et celle du pétrole étaient approximativement égales et les LGN revenaient sur le marché.

Les prix du gaz naturel ayant diminué, ceux des LGN semblent de nouveau suivre de près ceux du pétrole, mais selon un rapport de prix liquides/pétrole plus avantageux qu'auparavant. Toutefois, tant qu'il y aura « parité » entre les prix du gaz naturel et ceux du pétrole, il y aura possibilité de compression de l'offre de LGN.

**Observations**

Les sommets sans précédent atteints par les prix du gaz naturel de novembre 2000 à janvier 2001 ont eu une incidence non seulement sur les prix des LGN, mais aussi sur la façon d'en déterminer la valeur. En conséquence, on prévoit que les prix des LGN continueront de subir l'influence à la fois des prix du pétrole et de ceux du gaz. Comme la volatilité des prix du gaz naturel, selon les prévisions, devrait se poursuivre pendant quelques années, la rentabilité des activités d'extraction est remise en question. En d'autres termes, les producteurs disposant de volumes discrétionnaires décideront périodiquement (en fonction des prix du pétrole et du gaz naturel, et de ceux des LGN sur le marché, en tenant compte des frais de traitement) s'ils doivent extraire les liquides ou les laisser dans le flux de gaz.

---

lgn  
lgn  
lgn  
lgn