



SÉNAT DU CANADA

**LA DÉRÉGLEMENTATION DU MARCHÉ
DU GAZ NATUREL**

Douzième rapport

**Comité sénatorial permanent
de l'énergie et des ressources naturelles**

septembre 1988



Deuxième session de la
trente-troisième législature 1986-1987-1988

Second Session
Thirty-third Parliament, 1986-87-88

SÉNAT DU CANADA

SENATE OF CANADA

*Délibérations du Comité
sénatorial permanent de*

*Proceedings of the Standing
Senate Committee on*

L'énergie et des ressources naturelles

Energy and Natural Resources

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 7 septembre 1988

Wednesday, September 7, 1988

Fascicule n° 24

Issue No. 24

Sixième fascicule concernant:

Sixth Proceedings on:

Étude de la production et l'utilisation
du gaz naturel au Canada
et en particulier la déréglementation
du gaz naturel

Examination of the production and use
of natural gas in Canada,
with particular reference to
natural gas deregulation

DOUZIÈME RAPPORT DU COMITÉ

TWELFTH REPORT OF THE COMMITTEE

COMPOSITION DU COMITÉ

L'honorable Earl A. Hastings, *président*

L'honorable R. James Balfour, *vice-président*

et

Les honorables sénateurs:

Adams
Barootes
Bélisle
Bielish
Hays
Kenny

Lefebvre
* MacEachen, c.p. (ou Frith)
Marshall
* Murray, c.p. (ou Doody)
Olson, c.p.
Stewart (*Antigonish-Guysborough*)

* Membres d'office

Nota: Les honorables sénateurs Bazin, Fairbairn, Marchand, c.p., Ottenheimer et Roblin, c.p., ont aussi participé, à divers moments, aux travaux du comité.

Attachés de recherche:

Dean N. Clay, consultant en énergie
Lawrence A. Harris, consultant en économie

Greffier intérimaire

André Reny

Greffier du comité

Timothy Ross Wilson

ORDRES DE RENVOI

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du mercredi 1^{er} avril 1987:

Suivant l'Ordre du jour, le Sénat reprend le débat sur la motion de l'honorable sénateur Hastings, appuyé par l'honorable sénateur Petten,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à étudier la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, ou toute question s'y rattachant; et

Que le Comité fasse rapport au plus tard le 31 mars 1988.

Après débat,
La motion, mise aux voix, est adoptée.

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du mardi 22 mars 1988:

L'honorable sénateur Petten, au nom de l'honorable sénateur Hastings, propose, appuyé par l'honorable sénateur Argue, c.p.,

Que, nonobstant l'ordre adopté par le Sénat le mercredi 1^{er} avril 1987, le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, autorisé à étudier la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, soit habilité à présenter son rapport au plus tard le mercredi 21 décembre 1988.

Après débat,
La motion, mise aux voix, est adoptée.

Extrait des *Procès-verbaux du Sénat* du mardi 5 juillet 1988:

Avec la permission du Sénat,
L'honorable sénateur Balfour propose, appuyé par l'honorable sénateur Rossiter,

Que, au cas où le Sénat ajournerait pour plus d'une semaine, le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à publier et à distribuer le neuvième rapport (provisoire) de l'étude sur la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, ou toute question s'y rattachant; et

Que, en cas de prorogation du Parlement, les honorables sénateurs autorisés à agir au nom du Sénat en toutes questions concernant la régie intérieure du Sénat durant les intersessions et toute période entre les parlements, soient autorisés à publier et à distribuer le rapport provisoire ci-haut mentionné.

Après débat,
La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat
Charles A. Lussier

Table des matières

Sommaire	RAPPORT DU COMITÉ	1
----------	--------------------------	---

Énoncé de principes sur le marché capif		7
---	--	---

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles
a l'honneur de présenter son

Douzième rapport

Offre, la demande et les réserves de gaz naturel au Canada

Votre comité, autorisé à étudier la production et l'utilisation du gaz naturel au Canada et en particulier la déréglementation du gaz naturel, a entrepris cette étude conformément aux ordres de renvoi du 1^{er} avril 1987, des 22 mars et 5 juillet 1988, et présente maintenant son rapport.

La déréglementation du marché du gaz canadien		23
---	--	----

A. La période de 1976 à 1980		23
B. L'Accord de l'Ontario de 1983		25
C. L'Entente de 1980 sur les marchés et les prix du gaz naturel		24
D. Évaluation des coûts de l'ONR relatifs aux approvisionnements		26
E. Le problème des éléments réglementaires		27

L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel aux États-Unis		31
---	--	----

A. Offre et la demande de gaz naturel		31
B. Réserves de gaz naturel		37

La déréglementation du marché du gaz américain		41
--	--	----

a. Introduction		41
b. La voie de la déréglementation		43
c. Évaluation de la NLR		44
1. Évaluation de la NLR		44
2. Évaluation de la NLR		46

Table des matières

Sommaire	1
Énoncé de principes sur le marché captif	7
Questions concernant la politique canadienne relative au gaz naturel	9
L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel au Canada	19
A. L'offre et la demande de gaz naturel	19
B. Réserves de gaz naturel	21
La déréglementation du marché du gaz canadien	23
A. La période de 1975 à 1985	23
B. L'Accord de l'Ouest de 1985	23
C. L'Entente de 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel	24
D. Évolution des critères de l'ONE relatifs aux approvisionnements	25
E. Le problème des paiements obligatoires	27
L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel aux États-Unis	31
A. L'offre et la demande de gaz naturel	31
B. Réserves de gaz naturel	37
La déréglementation du marché du gaz américain	41
A. Introduction	41
B. La voie de la déréglementation	42
C. Décisions de la FERC	44
1. Ordonnance n° 256	44
2. Ordonnance n° 436/500	48

Table des matières *(suite et fin)*

Le commerce du gaz naturel entre le Canada et les États-Unis	51
A. Le développement du commerce du gaz entre le Canada et les États-Unis ..	51
B. Le projet du pipeline Iroquois	53
C. L'Accord de libre-échange	54
Annexe A: Liste des témoins	57
Annexe B: Liste des mémoires reçus	59
Annexe C: Déplacements du comité	61
Annexe D: Abréviations et sigles utilisés dans le rapport	65
Annexe E: Terminologie, unités et facteurs de conversion	67
Bibliographie	73

Sommaire

Autrefois considéré comme produit secondaire du pétrole, le gaz naturel est devenu aujourd'hui un combustible de choix. Au Canada, le gaz naturel répond au quart de la demande intérieure d'énergie primaire, et cette proportion augmente. De tous les combustibles fossiles, le gaz naturel est celui dont l'incidence sur l'environnement est la moins nocive, et son utilisation comme non-combustible dans les engrais et les produits pétrochimiques augmente.

Avant les années 1950, le gaz était au mieux un combustible utilisé localement dans les foyers. Au pire, il était une nuisance dans la production de pétrole. Les premières mesures d'économie d'énergie portant sur le gaz naturel faisaient ressortir sa valeur comme source de pression dans les réservoirs pour améliorer la récupération du pétrole. Avant les années 1960, on brûlait régulièrement du gaz au bout de torches pendant la production de pétrole parce qu'il n'avait aucune valeur marchande.

Avec la croissance des réserves de gaz naturel dans les années 1950, l'Alberta a permis la vente de gaz à d'autres provinces et aux États-Unis. La production a grimpé en flèche et, en 1973 le Canada exportait au-delà de 100 fois plus de gaz aux États-Unis qu'en 1952. En 1988, le gaz naturel canadien est reconnu comme une source importante d'énergie à l'échelle du pays, comme un maillon vital de l'industrie pétrochimique et comme un important produit d'exportation.

Le gaz naturel répond à environ 25% de la demande intérieure d'énergie, et le tiers de la production canadienne est vendu sur le marché américain. Il constitue également la base d'une industrie pétrochimique mondiale dont le centre se trouve en Alberta et en Ontario.

L'importance du gaz naturel continuera de s'accroître jusqu'au 21^e siècle. Parmi les combustibles à base d'hydrocarbures, il est moins dommageable pour l'environnement que le pétrole ou le charbon. Les réserves de gaz au Canada sont aujourd'hui près de trois fois supérieures à celles du pétrole brut ordinaire et il semble que les autres réserves de gaz naturel, non encore découvertes, seraient de beaucoup supérieures aux réserves équivalentes de pétrole ordinaire.

Au Canada et aux États-Unis, les marchés du gaz naturel ont beaucoup évolué au cours des années 1980. Les deux pays ont abandonné leurs systèmes très réglementés qui ont longtemps été caractérisés par des prix et des tarifs de transport par pipeline imposés, par des pratiques d'affermage rigides et par des interventions du gouvernement dans tous les secteurs du marché. Aujourd'hui, le prix du gaz est déréglementé et fixé par le jeu du marché lors de transactions entre l'acheteur et le vendeur. Le gaz naturel exerce une vive concurrence sur les combustibles de remplacement et, dans certains cas, sur lui-même. Les tarifs sur les pipelines demeurent réglementés, du moins en ce qui concerne la fonction transport, parce qu'un grand nombre de réseaux de pipelines se trouvent en situation naturelle de monopole.

Même si le Canada a mis en route le processus de la déréglementation plus tard que les États-Unis, il a procédé plus rapidement et plus en douceur, ce qui dénote

d'une part que le marché gazier américain est plus gros et plus complexe et, d'autre part, que le système de réglementation mis en place en 1970 était excessivement complexe.

Le gaz naturel est sujet à des contraintes de transport uniques qui limitent ses débouchés aux régions continentales, contrairement au pétrole qui peut être déplacé librement partout dans le monde. Dans un marché gazier stable, l'approvisionnement des abonnés doit être sûr, le transport par gazoduc et le système de distribution être sain. Il n'est pas étonnant qu'un système de réglementation complexe se soit développé pour maintenir ces conditions depuis que l'Ontario a mis fin pour la première fois aux exportations américaines de gaz en 1907.

Le système de réglementation moderne tire son origine dans les années 1950. À l'échelle provinciale, les consommateurs albertains étaient protégés contre l'épuisement de ce qui devait devenir leur principale source d'énergie. Au niveau fédéral, l'Office national de l'énergie a élaboré une réglementation visant à protéger les consommateurs des provinces importatrices de gaz, à mesure que le marché américain pour le gaz de l'Ouest canadien s'est développé au cours des années 1960 et 1970. Il a fallu également assurer la stabilité financière et opérationnelle des grands pipelines qui desservent les marchés interprovinciaux et internationaux. En termes de réglementation, la commercialisation du gaz naturel en est venue à être traitée comme un service public.

La première flambée des prix du pétrole de 1973-1974, a fait aussi augmenter le prix du gaz naturel. En conséquence, le système de réglementation a été étendu à des mesures de contrôle des prix du gaz. La révolution iranienne, suivie par la guerre entre l'Iran et l'Iraq qui a provoqué la crise des prix du pétrole de 1979-1980, a fait prendre conscience aux consommateurs de la vulnérabilité des marchés internationaux des produits énergétiques. Il s'en est suivi un consensus politique général sur des mesures de réglementation visant à garantir les approvisionnements d'énergie.

Les prix du pétrole et du gaz ne sont pas demeurés élevés pendant les années 1980. Ils ont chuté au début des années 1980 lorsque les mesures d'économie d'énergie et de remplacement du pétrole, ainsi qu'un nouvel effort des pays n'appartenant pas à l'OPEP sur les marchés. En 1986, le prix du pétrole s'est effondré dans un marché inondé, plongeant le secteur de l'exploration et de la mise en valeur du pétrole dans un désarroi financier.

Une partie de la solution adoptée par les autorités publiques pour redonner la santé à l'industrie du pétrole a été la déréglementation du marché. L'accueil (avec ou sans enthousiasme) réservé par le public à la nouvelle orientation en matière de politique a été marqué par la chute des prix du pétrole et du gaz ainsi que par la perception selon laquelle le consommateur n'était plus vulnérable aux aléas du marché international de l'énergie.

La déréglementation s'est déroulée plus ou moins en parallèle au Canada et aux États-Unis. Les dispositions en matière d'énergie de l'Accord de libre échange reflètent cette évolution et, dans ce sens, ne constituent pas une surprise. Les dispositions dénotent aussi la volonté des États-Unis d'éliminer une part de l'incertitude associée à sa situation énergétique.

Depuis que le gouvernement fédéral et les provinces productrices ont signé l'Accord de l'Ouest en mars 1985, la déréglementation du gaz naturel a comporté trois grands volets:

1. le prix est fixé entre l'acheteur et le vendeur lors de négociations privées, et non par le gouvernement;
2. les producteurs et les consommateurs ont libre accès les uns aux autres, et sont moins tributaires des gros acheteurs et des gros vendeurs aux étapes du transport et de la distribution; et
3. les exportateurs canadiens peuvent accéder plus librement au marché américain.

La transition vers un marché déréglementé ne s'est toutefois pas avérée aussi facile que prévu. Par exemple, l'Alberta s'oppose à la vente directe à court terme de son gaz aux acheteurs du marché captif, sous prétexte que cette pratique nuirait aux intérêts à long terme du producteur, du consommateur et de la province. En effet, un marché déréglementé pourrait s'avérer à certains égards plus complexe qu'un marché réglementé. La transition a été entravée par l'effondrement des prix de 1986, qui a gravement touché les producteurs et leur a fait douter des avantages de la déréglementation.

Le comité est d'avis que la déréglementation comporte des limites: il ne s'agit pas d'une politique énergétique en soi, mais simplement d'un élément d'une politique énergétique. La déréglementation peut être vue comme une politique nationale applicable, dans la mesure où elle fait l'objet d'un consensus politique général faisant intervenir les producteurs, les consommateurs et le marché lui-même.

La plus grande entrave à la déréglementation a sans doute été la perception, partagée par un grand nombre de personnes, selon laquelle les avantages de la déréglementation ne sont pas répartis équitablement. Cette perception d'iniquité a incité autant les producteurs que les consommateurs à exiger que le système soit de nouveau réglementé pour protéger leurs intérêts traditionnels et leurs positions de négociation.

Cela a amené le comité à conclure que la déréglementation ne peut être le seul élément d'une politique concernant la mise en marché du gaz naturel. Dans la pratique, la déréglementation comporte des limites dans au moins trois secteurs:

1. la sûreté des approvisionnements en énergie des consommateurs;
2. la viabilité financière du système de transport et de distribution; et
3. la stabilité économique et opérationnelle du secteur de l'exploration, de la mise en valeur et de la production.

Le comité approuve le principe selon lequel les forces du marché doivent pouvoir s'exercer dans l'évolution quotidienne de ce marché. Il constate que la réglementation doit être faite avec discernement, dans le seul but de protéger l'intérêt public et national.

Le système de réglementation a toutefois un rôle permanent à jouer dans la protection des intérêts à long terme du producteur, du transporteur, du distributeur et du consommateur lorsqu'il est évident que le libre jeu d'un marché de biens, complexe et hautement spécialisé, ne permet pas d'atteindre cet objectif. Même si le gaz naturel est une source d'énergie abondante, cette ressource est non renouvelable et limitée. Le comité reconnaît le rôle que doit jouer la réglementation pour assurer que l'évolution de l'économie du secteur énergétique canadien se fasse sans heurt, et pour en gérer les changements à long terme, à mesure que les sources d'énergie varient en importance et que les circonstances financières changent.

Deux aspects de la transition vers un marché gazier déréglementé ont été particulièrement controversés: les règles qui s'appliqueront aux contrats de gaz à l'intérieur du pays et les règles qui s'appliqueront à l'exportation de gaz canadien vers le marché américain. Dans le marché intérieur, il se déploie beaucoup d'efforts pour établir un nouvel ensemble de règles pour régir le commerce du gaz; les autorités publiques chargées d'élaborer les politiques ont un rôle parallèle à jouer en matière de commercialisation du gaz, qui est de protéger l'intérêt public à long terme.

Le comité fait les observations suivantes en ce qui a trait au marché canadien du gaz.

- Au cours des trois dernières années, le Canada a réalisé des progrès considérables en passant d'un marché hautement réglementé à un marché libre et responsable. Le comité appuie cette initiative de libérer les marchés pétrolier et gazier d'un lourd carcan administratif.
- La politique publique canadienne devrait néanmoins reconnaître le rôle légitime qui doit être joué à long terme, pour garantir aux consommateurs des approvisionnements en énergie, et garantir aux producteurs, aux transporteurs et aux distributeurs une certaine stabilité, lorsque les forces du marché en sont incapables.
- Les engagements contractuels en matière d'approvisionnement à long terme devraient constituer l'instrument de base pour protéger les intérêts de tous les agents du marché du gaz naturel.

Pour protéger ces intérêts et aider à résoudre une des questions en litige dans l'actuel marché intérieur du gaz, le comité est d'avis:

- que le marché captif des consommateurs de gaz qui ne peuvent facilement passer d'une forme de combustible à une autre ou accéder à une autre forme d'énergie facilement disponible soit protégé par des contrats d'approvisionnement d'au moins 10 ans;
- que ces contrats d'approvisionnement soient constamment révisés et comportent des dispositions équitables en matière de tarification et d'ajustement des prix;
- que l'Office national de l'énergie supervise le système d'adjudication des contrats à long terme touchant le marché captif; et

- que les ventes directes à court terme, à des consommateurs du marché captif soient interdites.

Le comité croit que son analyse, ses avis et ses recommandations constituent la base d'une politique saine qui lui permet d'évaluer justement les mérites de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis.

L'essentiel, du point de vue de l'intérêt public, consiste à faire en sorte qu'il existe des approvisionnements suffisants pour répondre aux besoins du marché canadien pendant de nombreuses années à venir, en particulier pour les consommateurs qui peuvent difficilement, ou ne peuvent pas du tout utiliser d'autres formes d'énergie. Cela signifie qu'il faut conserver des réserves de gaz suffisantes pour répondre à leurs besoins futurs, et que toutes les parties intéressées doivent prendre des engagements financiers à long terme. L'ensemble du marché des consommateurs ayant besoin d'approvisionnements à long terme garantis, ce marché doit conclure les ententes nécessaires pour atteindre cet objectif.

Cela peut être accompli si les consommateurs signent des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, dont les prix seraient périodiquement révisés avec l'approbation des parties. Les producteurs seraient ainsi assurés de disposer des revenus nécessaires pour poursuivre leurs activités de prospection et de taille en valeur de nouvelles réserves de gaz naturel, qui permettraient de garantir les approvisionnements. Ces nouvelles réserves pourraient également nécessiter une expansion de réseau de transport du gaz naturel, expansion dont le financement à long terme exige la signature de contrats sûrs.

Si les négociations sur les prix contractuels échouaient, les parties devraient pouvoir recourir à une procédure d'arbitrage pour résoudre le différend. Le comité croit que cette façon de procéder est préférable aux autres méthodes d'administration des prix parce que, sans problème, il est possible de ménager les intérêts des deux parties sans recourir à des mesures réglementaires.

Les consommateurs qui peuvent difficilement, ou ne peuvent pas changer de source d'énergie, devraient être protégés par des contrats d'approvisionnement à long terme. À leur fin, ils devraient, soit être achetés en totalité par distribution locale, ou acheter des volumes d'achat direct à long terme. Le groupe de consommateurs à protéger, ce que l'on appelle le marché captif, bien que cette expression ne soit pas utilisée de façon précise, ne doit pas être limité comme source d'énergie par exemple, au gaz qui culme dans le processus des engrais et des produits pétroliers raffinés.

Concrètement au cas du pétrole, on ne peut pas acheter à l'étranger de grandes quantités de gaz naturel si les approvisionnements canadiens ne seraient pas suffisants. C'est pourquoi, il est essentiel de garantir les conditions nécessaires pour garantir les approvisionnements en gaz naturel. La conclusion de contrats à long terme de gaz naturel à long terme, est le meilleur moyen d'y arriver.

Énoncé de principes sur le marché captif

Le comité souscrit à la libéralisation des marchés du pétrole et du gaz naturel. Il estime cependant qu'il demeure opportun de réglementer certains aspects de ces marchés, notamment pour garantir la stabilité à long terme des approvisionnements en énergie lorsque les forces du marché ne permettent pas à elles seules d'atteindre cet objectif, ou dans l'éventualité de bouleversements soudains des prix sur les marchés internationaux du pétrole.

L'essentiel, du point de vue de l'intérêt public, consiste à faire en sorte qu'il existe des approvisionnements suffisants pour répondre aux besoins du marché canadien pendant de nombreuses années à venir, en particulier pour les consommateurs qui peuvent difficilement, ou ne peuvent pas du tout utiliser d'autres formes d'énergie. Cela signifie qu'il faut conserver des réserves de gaz suffisantes pour répondre à leurs besoins futurs, et que toutes les parties intéressées doivent prendre des engagements financiers à long terme. L'ensemble du marché des consommateurs ayant besoin d'approvisionnements à long terme garantis, ce marché doit conclure les ententes nécessaires pour atteindre cet objectif.

Cela peut être accompli si les consommateurs signent des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, dont les prix seraient périodiquement révisés avec l'approbation des parties. Les producteurs seraient ainsi assurés de disposer des revenus nécessaires pour poursuivre leurs activités de prospection et de mise en valeur de nouvelles réserves de gaz naturel, qui permettraient de garantir les approvisionnements. Ces nouvelles réserves peuvent également nécessiter une expansion du réseau de transport du gaz naturel, expansion dont le financement à long terme exige la signature de contrats sûrs.

Si les négociations sur les prix contractuels achoppaient, les parties devraient pouvoir recourir à une procédure d'arbitrage pour résoudre le différend. Le comité considère que cette façon de procéder est préférable aux autres méthodes d'administration des prix parce que, sauf problème, il est possible de ménager les intérêts des deux parties sans recourir à des mesures réglementaires.

Les consommateurs qui peuvent difficilement ou ne peuvent pas changer de source d'énergie, devraient être protégés par des contrats d'approvisionnement à long terme. À cette fin, ils pourraient, soit être clients de sociétés de distribution locales, ou conclure des contrats d'achat direct à long terme. Ce groupe de consommateurs constitue ce que l'on appelle le «marché captif» bien que cette expression ne soit pas définie de façon précise. Le gaz qui n'est pas utilisé comme source d'énergie, par exemple celui qui entre dans la fabrication des engrais et des produits pétrochimiques, serait exempté.

Contrairement au cas du pétrole, on ne peut pas acheter à l'étranger de grandes quantités de gaz naturel si les approvisionnements canadiens s'avèrent insuffisants. Selon le comité, il est essentiel de remplir les conditions requises pour garantir les approvisionnements en gaz naturel. La conclusion de contrats d'achat de gaz naturel à long terme, est un bon moyen d'y arriver.

Pour que les provinces aient des positions compatibles, l'Office national de l'énergie devrait décider si des ventes directes à court terme peuvent être autorisées dans des cas particuliers.

- (1) **Le comité recommande que l'Office national de l'énergie supervise toutes les transactions interprovinciales concernant le marché captif. L'Office devrait tenir des audiences pour définir le marché captif canadien, pour formuler des règles concernant la disponibilité de services de transport, et pour déterminer comment il réglementera les transactions concernant le marché captif.**

Les sociétés de distribution locales devraient être tenues de passer des contrats à long terme pour répondre à la demande du marché captif, lesquels seraient adaptés à la croissance de ce marché. Les contrats actuels comportant des paiements obligatoires devraient être respectés.

Les consommateurs du marché captif devraient signer des contrats à long terme, pour leurs achats directs. Les consommateurs qui voudraient éventuellement être en mesure d'installer des mécanismes de substitution d'énergie, ou qui voudraient dans l'avenir changer de source d'énergie, pourraient demeurer clients de la société de distribution locale qui leur fournirait du gaz au besoin, sans qu'il soit nécessaire de conclure un contrat.

- (2) **Le comité recommande que le marché captif canadien, soit desservi au moyen de contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, d'une durée minimale de 10 ans. Les clients du marché captif devraient être autorisés à faire des achats directs de gaz naturel, à la condition que ces achats soient, eux aussi, assujettis à des contrats similaires.**

Il est manifeste que la concurrence sera de plus en plus vive dans les années 90, entre les acheteurs canadiens et les acheteurs américains de gaz canadien. En exigeant des clients du marché captif qu'ils signent des contrats d'approvisionnement d'au moins 10 ans, on s'assure que le gaz dont on aura besoin pour répondre à leurs besoins ne sera pas écoulé sur d'autres marchés. Les producteurs canadiens jouiront de la sécurité financière que confèrent des contrats de vente à long terme, et la clientèle canadienne du marché captif pourra compter sur des approvisionnements suffisants.

Le comité se rend compte que, compte tenu des incertitudes qui règnent actuellement sur le marché, les contrats à long terme comporteront des mécanismes de révision des prix. Le comité estime que l'acheteur et le vendeur devraient être libres de négocier le prix contractuel initial de même que le mécanisme de révision éventuelle des prix. Ces contrats doivent pouvoir être revus par l'ONE.

La proposition n'est pas un critère relatif aux approvisionnements, mais un engagement d'approvisionnement, garanti par contrat. Les critères relatifs aux approvisionnements administrés par l'Office national de l'énergie exigeaient que certaines quantités de gaz soient interdites d'exportation, en prévision de ventes futures au Canada. Dans la proposition du comité, l'acheteur s'engage à prendre livraison des réserves de gaz qui lui sont destinées aux termes du contrat à long terme.

Questions concernant la politique canadienne relative au gaz naturel

Introduction

L'une des questions les plus litigieuses concernant la déréglementation du gaz naturel au Canada, se révèle être celle des marchés sur lesquels peuvent être effectuées des ventes directes. C'est la question dite du «marché captif». L'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel, conclue le 31 octobre 1985 entre le gouvernement du Canada et les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan a permis aux acheteurs de négocier directement avec les producteurs, au lieu de s'approvisionner auprès de la *Western Gas Marketing Limited* (WGML), une filiale de commercialisation en propriété exclusive de *TransCanada PipeLines Limited* (TCPL).¹

Cette politique n'était pas destinée à annuler les contrats à long terme qui avaient été signés par les producteurs et la TCPL, pour ce qu'on appelle communément le gaz de réseau. Elle avait plutôt pour objet d'élargir la gamme des transactions marchandes que pouvaient conclure les acheteurs, dont les besoins étaient supérieurs aux approvisionnements assurés aux termes des contrats, ou qui n'étaient partie à aucun contrat à long terme. Elle visait essentiellement les consommateurs industriels ayant des contrats d'approvisionnement à court terme, et capables d'utiliser d'autres formes d'énergie. En vertu de tels accords, ils pourraient faire augmenter la demande de gaz de l'Ouest canadien et, partant, les recettes des producteurs de cette région.

Les nouvelles dispositions devaient permettre à de nombreux producteurs, dans une situation financière précaire et à court de liquidités, d'accroître leurs revenus, par la vente de gaz qui serait autrement demeuré inutilisé. En fait, même certaines quantités de gaz vendues à contrat dont la WGML n'a pas encore pris livraison peuvent être, et sont effectivement vendues aux termes de transactions directes. Étant donné qu'une prime doit être versée à la *TOPGAS* à l'égard du gaz de réseau, pour payer le consortium de banques qui a refinancé les arrangements comportant des paiements obligatoires entre la TCPL et les producteurs de l'Ouest, le gaz de réseau inutilisé qui peut être vendu directement appelle aussi une prime *TOPGAS*, quoique d'un moindre pourcentage.

Les achats directs servent bien les consommateurs, puisqu'ils assurent une souplesse qui n'existait pas auparavant, et permettent de conclure des transactions à des prix moins élevés que ceux prévus par les contrats. Les utilisateurs industriels ne sont pas toutefois les seuls à profiter des avantages qu'ils comportent.

¹ La *Western Gas Marketing Limited* a été créé en 1985 à titre de filiale en propriété exclusive de *TransCanada PipeLines Limited*. La TCPL s'approvisionne auprès de plus de 700 producteurs de l'Ouest du Canada aux termes de quelque 2 700 contrats d'achat administrés par la *Western Gas Marketing*, laquelle administre également des contrats de vente avec d'autres sociétés de pipelines et sociétés de distribution du Canada. La WGML est également active sur le marché des exportations vers les États-Unis et négocie des ventes avec des sociétés de pipelines inter-États, des sociétés de distribution locales et des utilisateurs industriels de gaz naturel.

Comme l'entente originale n'interdit pas à d'autres types de consommateurs de réaliser des achats directs, les consommateurs liés par des contrats à long terme cherchent à remplacer leurs approvisionnements par des achats directs, qui leur permettent de réaliser des économies sûres et faciles d'accès. Les consommateurs qui traditionnellement achetaient du gaz aux sociétés de distribution locales (SDL) qui signent des contrats d'achat de gaz de réseau sont principalement des consommateurs non industriels pour qui le gaz naturel est la seule source d'énergie raisonnable. Ils constituent ce que l'on appelle le «marché captif».

Les efforts déployés par les consommateurs de l'Ontario et du Québec pour remplacer le gaz contractuel par des achats directs, placent la division du courtage de la *TCPL - Western Gas Marketing Limited* - dans une situation difficile. La *WGML* est déjà incapable de prendre livraison de tout le gaz qu'elle s'est engagée à acheter, et la perte des consommateurs de l'Est, qui optent pour le marché des ventes directes ne fait que prolonger les difficultés concernant la *TOPGAS* et les contrats. De plus, la *TCPL* est essentiellement obligée d'assurer l'accès au pipeline du gaz de tierces parties - ce qu'elle affirme faire sans hésiter. Cela risque de poser des problèmes parce que la *TCPL* et les distributeurs locaux de gaz naturel doivent, si ce n'est en vertu de contrats, du moins pour les besoins d'une saine gestion, s'assurer que le pipeline a la capacité de transport voulue, au cas où il leur faudrait acheminer de plus grandes quantités de gaz de réseau dans l'Est.

Dans la mesure où les ventes directes sont considérées comme des transactions supplémentaires, la politique ne pose aucun problème. C'est là l'avis de la Saskatchewan. Cependant, si les transactions directes devaient miner la demande de base établie de gaz de réseau (à des prix contractuels plus élevés), la politique pourrait poser un dilemme au niveau provincial. D'un côté, les producteurs y trouvent leur compte, grâce à l'augmentation de leurs revenus, même si le gaz est vendu à des prix légèrement inférieurs à ceux qui sont prévus dans les contrats actuels. D'un autre côté, si le gaz est vendu hors de la province à des prix moins élevés, les redevances que touche le propriétaire de la ressource - le gouvernement provincial - diminuent. Ainsi, les recettes des provinces sont à la baisse, même si la demande est constante, ou (dans une certaine mesure) à la hausse. Cela pose alors un gros problème au gouvernement provincial, parce que les effets qui se font sentir ne sont pas liés à la fermeté du marché, mais à des technicalités inhérentes à un marché plus libre.

L'Alberta est d'avis qu'on ne doit pas porter atteinte à la base de calcul de la demande et des revenus établie par les contrats à long terme préalables à l'entente, à moins d'un fléchissement de la demande de gaz naturel; (lequel se manifesterait par une diminution des prises de livraison de la *WGML* comme le permettent des contrats). C'est pourquoi elle a choisi de bloquer les ventes directes au «marché captif».

Les achats directs

L'une des étapes importantes de la déréglementation fut d'autoriser les accords d'achat-vente de façon à permettre aux utilisateurs de gaz de passer des contrats directement avec les producteurs. À l'heure actuelle, les prix convenus pour

les achats directs sont inférieurs à ceux que la *TCPL* exige pour son gaz; les utilisateurs ont donc intérêt à refuser le gaz de la *TCPL*, s'ils peuvent faire des achats directs.

Avides de rentrées en espèces, les producteurs de gaz de l'Ouest voient d'un bon oeil la possibilité de faire des ventes supplémentaires grâce aux conventions d'achat-vente. La question a toutefois soulevé des inquiétudes dans certains milieux car le gaz acheté directement remplace le gaz de l'exploitant du pipeline. Une des conséquences de la vente de gaz à moindre prix a été une baisse des redevances provinciales de l'Alberta, lesquelles sont fondées sur les prix.

Les groupes, les consortiums, les courtiers, les entreprises et d'autres encore peuvent négocier avec les producteurs/vendeurs intéressés l'achat de gaz déterminé, à un prix satisfaisant les deux parties. Aux termes de l'entente conclue avec la société de distribution locale, l'utilisateur revend le gaz à la *SDL*, avant que celui-ci entre dans le réseau de distribution locale. L'utilisateur réalise une économie au moment où la *SDL* se porte acquéreur du gaz, étant donné qu'elle lui achète le gaz à un prix plus élevé.

Selon la *TCPL*, les ententes prévoyant le transport du gaz par le pipeline sont honnêtes, et le gaz vendu directement ne risque pas d'être supplanté. (Polysar s'est toutefois plainte de ce qu'une partie de son gaz provenant de la Colombie-Britannique était écarté du réseau Nova lorsqu'il était acheminé par l'Alberta à destination de ses usines à Sarnia.)

Dans le cas des ventes directes aux clients se trouvant sur le territoire desservi par la *Consumer Gas*, la *SDL* s'occupe du transport et se porte acquéreur du gaz lorsqu'il est encore dans l'Ouest canadien. La *Union Gas* s'en porte acquéreur à l'arrivée. Dans son mémoire, Gaz Métropolitain semble indiquer que le distributeur local est le mieux placé pour transiger avec le transporteur de gaz.

Les utilisateurs de gaz qui ont conclu des ententes d'achat-vente rachètent ensuite le gaz de la *SDL*, selon leurs besoins. Ils paient alors le plein tarif exigé par la *SDL* pour le type et le volume de gaz dont ils ont besoin. Au moment de la négociation de telles ententes, les acheteurs n'ont pas à verser d'argent au début. Ils paient les producteurs lorsqu'ils revendent le gaz à la *SDL*, et la *SDL* à mesure qu'ils le consomment.

Les utilisateurs font des économies dès le départ, soit au moment de la revente à la *SDL*. Dans un consortium toutefois, les économies ne sont pas réparties immédiatement entre les membres du groupe; elles le sont habituellement périodiquement, à mesure que le gaz est utilisé, de sorte que l'on puisse attribuer la part d'économie exacte qui revient à chaque participant. Outre le calcul proportionnel des parts des économies qui reviennent aux membres du groupe, il n'y a aucune complication comptable importante susceptible d'empêcher la participation aux ventes directes.

Les ventes directes aux utilisateurs du marché captif

Les ventes directes aux utilisateurs industriels sont autorisées et d'aucuns considèrent qu'elles s'ajoutent aux ventes de base aux SDL; l'Alberta estime toutefois que l'on ne devrait pas autoriser les ventes directes à court terme aux clients du marché captif. Le marché captif comprend généralement les utilisateurs des secteurs résidentiel et commercial ainsi que les petits utilisateurs industriels; bref, ceux qui ne peuvent, dans l'immédiat, se tourner vers une énergie de remplacement et qui constituent un marché captif.

Dans l'Ouest, on voit une autre caractéristique au marché captif: il doit pouvoir compter sur des approvisionnements sûrs car il manque d'énergies de remplacement économiques. En conséquence, ce marché devrait être disposé à conclure des contrats d'approvisionnement à long terme et à payer des prix plus élevés pour s'assurer des approvisionnements sûrs; autrement dit, à respecter les contrats actuellement conclus avec la TCPL, pour son gaz.

Les consommateurs de l'Est n'ont toutefois pas manifesté cette supposée préférence pour la sûreté des approvisionnements. Au contraire, bon nombre d'entre eux préfèrent courir le risque de conclure des ententes d'achat-vente à plus court terme afin de réaliser des économies immédiates. Ce faisant, ils refusent le gaz de l'exploitant du pipeline et s'exposent à une hausse de prix ou à une interruption des approvisionnements dans l'avenir.

Par ailleurs, les utilisateurs du marché captif pourraient faire valoir, en toute légitimité, que dans la mesure où on leur demande de garantir un marché à long terme aux producteurs de gaz de l'Ouest, on devrait leur vendre le gaz à rabais et non pas plus cher. Outre le fait qu'il est bien sûr, politiquement impopulaire dans l'Ouest canadien, cet argument prête à controverse, car le système de transport au Canada a été financé en fonction de contrats fermes à long terme. Même les négociations de prix annuelles, qui ont fait baisser les prix du gaz contractuel depuis la déréglementation, n'avaient pas été envisagées lorsqu'on a organisé le financement de la construction du pipeline. À l'époque, c'est le gouvernement qui fixait le prix du gaz.

On ne sait pas vraiment ce qu'il adviendrait des arrangements financiers qui devaient permettre le paiement de l'actuel pipeline de la TCPL et l'expansion du réseau pipelinier si les contrats à long terme étaient révoqués. Bon nombre des intervenants de l'industrie - de même que le comité - estiment que ces contrats doivent être honorés jusqu'à leur expiration.

Entre temps, certains gros utilisateurs du marché captif ont toutefois réussi à former des groupes, et à acheter directement du gaz provenant de la Saskatchewan. Il s'agit notamment de commissions scolaires et d'hôpitaux, ainsi que d'autres organismes et services municipaux. L'Alberta refuse d'autoriser les ventes directes aux utilisateurs du marché captif, parce que ces transactions se substituent à ses ventes de gaz à l'exploitant du pipeline, qui commandent de meilleurs prix. La Saskatchewan estime en revanche que ces ventes s'ajoutent aux autres et qu'elle peut donc accepter des prix moins élevés.

Le 22 juillet 1987, le gouvernement de l'Alberta a émis un décret ordonnant au *Public Utilities Board (PUB)* et au *Energy Resources Conservation*

Board (ERCB) d'effectuer conjointement une enquête publique sur les questions concernant le plus grand jeu des forces du marché dans le domaine des transactions de gaz naturel. On a entre autres enjoint aux deux offices de faire rapport sur les critères de détermination des catégories de clients qui devraient être protégées par des contrats d'approvisionnement en gaz naturel, garantissant la sûreté des approvisionnements à long terme (Alberta, PUB/ERCB, 1987, p. 11). Il convient de remarquer qu'il ne s'agissait pas de déterminer si des catégories de consommateurs devaient être protégées au moyen de contrats à long terme, mais bien de définir lesquelles devaient être ainsi protégées.

Dans un rapport publié le 29 décembre 1987, les deux offices ont défini le marché captif de la façon suivante: tous les utilisateurs résidentiels et commerciaux, ce qui comprend spécifiquement toute institution publique ou privée assurant des services publics. Certains petits consommateurs industriels feraient aussi partie du marché captif. Les offices ont précisé que le marché captif comprenait les consommateurs qui dépendent à ce point du gaz naturel, que la sûreté des approvisionnements est toujours une priorité. Les offices ont en outre recommandé que les engagements à long terme portent sur une période d'environ 10 à 15 ans, qu'ils soient fondés sur les besoins des jours de pointe de l'année courante, et qu'ils comportent des mesures de protection suffisantes, pour convaincre les offices que les approvisionnements sont bien garantis. Le gouvernement de l'Alberta n'avait pas encore réagi à ces recommandations au moment de la rédaction du présent rapport.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a une position assez différente. Dans un rapport publié le 19 août 1988, la CEO soutient qu'en examinant la question de la sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'Ontario, il ne faudrait pas que l'attention porte principalement sur l'approvisionnement en gaz en tant que produit de base. Le gaz naturel sera disponible en quantité raisonnable tant que les intervenants du marché agiront conformément à l'engagement qu'ils ont pris de soutenir un marché concurrentiel, qui fonctionne (Ontario, CEO, 1988, p. 12). La Commission craint plutôt une pénurie éventuelle qui serait attribuable à une capacité insuffisante du gazoduc. La Commission souligne que la majorité de la capacité du gazoduc en amont de l'Ontario fait l'objet d'ententes contractuelles et qu'il faut au moins deux ans pour obtenir une approbation réglementaire de mise en place d'un nouveau pipeline et en terminer la construction. Par conséquent, la Commission recommande que les SDL soient tenues de ne transporter que le gaz des acheteurs directs qui ont un contrat d'approvisionnement et de transport d'une durée minimale de trois ans, sauf autorisation expresse de la Commission (Ontario, CEO, 1988, p. 15). La Commission souligne que le contrat d'une durée de trois ans serait une exigence minimale et que certains acheteurs – comme les SDL – peuvent négocier des contrats de plus longue durée pour répondre à des besoins donnés. Les gros utilisateurs, comme certains consommateurs industriels, pourraient, avec l'approbation de la CEO, continuer d'acheter du gaz à court terme ou sur le marché au comptant.

Les ventes directes peuvent-elles devenir une option permanente?

Les opinions varient à ce sujet. Les tenants des achats directs soulignent non seulement les économies, mais aussi la souplesse accrue que permet, pour la gestion des portefeuilles, une vaste gamme d'options contractuelles. Les détracteurs

soutiennent que les producteurs assurant les ventes directes ne peuvent pas être aussi fiables que la *TCPL*, qui peut compter sur ses ententes contractuelles avec plusieurs producteurs de gaz.

Certains analystes prétendent que les coûts du pétrole augmenteront à l'échelle mondiale durant les années 90, ce qui créerait de l'incertitude et élargirait l'écart de prix qui existe déjà entre le pétrole et le gaz. En l'occurrence, les consommateurs de l'Est s'efforceraient normalement de signer des contrats à long terme pour bénéficier d'approvisionnements sûrs. Par conséquent, les accords de vente directe, d'une durée actuellement limitée (généralement d'un an, bien qu'ils soient généralement renouvelables), pourraient être nettement moins populaires; les parties pourraient aussi signer des ententes à long terme assorties d'une clause de rajustement des prix.

Au cours des audiences du comité, personne n'a évoqué la possibilité de conclure des ventes directes à plus long terme. Ce pourrait être le cas lorsque les contrats de la *TCPL* arriveront à échéance et que le gaz actuellement réservé aux termes des contrats redeviendra disponible. (La *TCPL* permet maintenant la vente directe du potentiel de production inutilisé.) On ne sait pas encore quelles répercussions cela pourrait avoir sur la structure de l'industrie du gaz; la *TCPL* pourrait devenir un transporteur commun, et la *Western Gas Marketing Limited* (*WGML*) devrait alors se livrer au jeu de la concurrence pour obtenir une part de marché, comme les autres grossistes du reste.

Les ventes directes n'enthousiasment pas outre mesure les *SDL*, vu l'effet déstabilisateur qu'elles pourraient avoir si la clientèle réintégrait le système faute de sources d'approvisionnements fiables, et vu également la capacité d'entreposage accrue qui pourrait, de ce fait, être nécessaire.

Le comité est d'avis que l'essentiel, du point de vue de l'intérêt national, est la sûreté des approvisionnements. En l'espèce, l'intérêt national sera mieux servi si la loi ne va pas à l'encontre des forces du marché. Le comité recommande que soient interdites les ventes directes à court terme au marché captif. Les consommateurs pourraient acheter directement leur gaz des producteurs, en vertu de contrats à long terme, ce qui est conforme à l'esprit de la politique de libéralisation des marchés du gouvernement; l'inviolabilité des contrats à long terme actuellement en vigueur serait maintenue conformément au principe juridique voulant que des contrats valides doivent être respectés; les consommateurs pourraient compter sur des approvisionnements garantis en gaz naturel à long terme pour satisfaire leurs besoins essentiels; les producteurs seraient rémunérés pour conserver des stocks de gaz, et l'industrie s'assurerait les rentrées de fonds nécessaires, pour continuer la prospection et la mise en valeur de nouvelles réserves; enfin, le gouvernement fédéral ne jouerait pas un rôle plus important dans la réglementation de l'industrie pétrolière.

Il incomberait aux parties contractantes de déterminer, ou de rajuster le prix de ventes directes à long terme, en fonction de la situation du marché. Les provinces seraient libres de modifier à leur gré leur régime de redevances selon l'évolution du marché. Les problèmes de la société *TOPGAS* se résoudraient d'eux-mêmes, car le gaz serait expédié par l'entremise de la *TCPL*. Enfin, la proposition du comité ne constitue pas une entrave à la formation d'un marché libre et responsable pour la vente du gaz naturel au Canada. De plus, les consommateurs canadiens qui concluraient des ententes à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, auraient

l'assurance d'être approvisionnés nonobstant toutes conséquences éventuelles de l'Accord de libre-échange.

Le comité a recommandé que la réglementation des transactions interprovinciales concernant le marché captif relève de l'Office national de l'énergie. L'ONÉ devrait décider si des ventes directes à court terme peuvent être autorisées dans certains cas. Autrement dit, l'Office devrait être habilité à déterminer si un acheteur donné répond à la définition du marché captif. Il surveillerait tous les contrats de ventes directes à long terme avec les consommateurs du marché captif. Le comité estime également que les parties devraient pouvoir recourir à une procédure d'arbitrage, si les négociations sur les prix achoppaient.

Définition technique du marché captif

On entend généralement par marché captif tous les utilisateurs des secteurs résidentiel et commercial, ainsi que les petits utilisateurs industriels du territoire desservi par la SDL, bien que certains d'entre eux puissent se tourner vers une autre source d'énergie; en effet, certains utilisateurs des secteurs industriel et public sont déjà dotés de systèmes bi-combustibles.

Avec le temps, les utilisateurs du secteur commercial, et même ceux du secteur résidentiel, pourront se convertir à une autre source d'énergie que le gaz, tout comme bon nombre d'entre eux ont déjà abandonné le pétrole. Toutefois, les dépenses en capital que cela suppose pourraient fort bien ralentir le mouvement de conversion et le déclencher à un seuil plus élevé.

Une définition plus précise du marché captif devrait tenir compte de la vulnérabilité de ce groupe d'usagers aux fluctuations du prix du gaz et des autres combustibles; c'est-à-dire, en termes techniques, à l'évolution du prix relatif du gaz. Il s'ensuit que le coût comparatif des autres combustibles pourrait les inciter à abandonner le gaz naturel.

La courbe de la demande des utilisateurs du marché captif montrerait une baisse de la clientèle à mesure que le prix relatif du gaz augmenterait par rapport à celui des énergies de remplacement. Autrement dit, de plus en plus de consommateurs se convertiraient à d'autres combustibles, à mesure que leurs prix deviendraient comparativement plus avantageux que celui du gaz. Leur capacité ou leur volonté de renoncer au gaz naturel à partir d'un certain prix, représenterait l'élasticité de la demande par rapport au prix. À mesure que la capacité de renoncer au gaz diminuerait, la demande deviendrait progressivement inélastique. C'est par la notion «d'inélasticité» que l'on définit le marché captif. L'Office national de l'énergie a adopté cette optique pour établir ses prochaines prévisions concernant l'offre et la demande de gaz naturel.

L'inélasticité de la demande est une notion technique convenable, certes, mais qui se prête mal à des applications pratiques quotidiennes en matière de réglementation. Il faut donc que l'Office national de l'énergie tienne des audiences publiques en vue de définir la notion de marché captif au Canada.

Dérivation

Les distributeurs locaux craignent que, en cas de multiplication des ventes directes, le départ - et le retour éventuel - de gros clients de la zone qu'ils desservent n'ait un effet déstabilisateur. Ils appréhendent aussi que les utilisateurs industriels installés à proximité du pipeline de la TCPL soient tentés de s'y raccorder directement, pour éviter de recourir au réseau de distribution locale et de payer le tarif exigé par les distributeurs locaux. C'est ce qu'on appelle la dérivation, dont la principale conséquence serait d'appliquer la base de tarif à un groupe plus restreint d'utilisateurs. Les ménages et les autres utilisateurs du réseau de distribution locale assumeront une plus large part du fardeau financier que représente le maintien d'un réseau local de distribution en cas de perte d'un gros client industriel.

La perspective de voir s'établir un système de dérivation n'est pas hypothétique, compte tenu des démarches entreprises par Cyanamid Canada, en vue de la construction d'un embranchement qui relierait une usine pétrochimique de l'Ontario au réseau principal. Mais d'après les témoignages présentés au comité, les utilisateurs industriels semblent disposés à essayer de s'accommoder du réseau déjà en place, et à considérer la dérivation comme une solution de dernier recours.

Il faudra peut-être demander des tarifs moins élevés aux utilisateurs qui sont en mesure de recourir à la dérivation, de façon à préserver l'intégrité du système et à répartir les coûts du réseau de distribution locale. Si les tarifs consentis par les SDL aux clients industriels s'apparentaient aux coûts de dérivation, on pourrait peut-être garder ces utilisateurs dans le réseau.

Y a-t-il un marché concurrentiel du gaz?

Tout le monde n'est pas convaincu que l'industrie canadienne du gaz naturel soit caractérisée par sa compétitivité, même depuis les modifications apportées à la politique fédérale en 1985.

L'Accord de l'Ouest et l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel ont ouvert la porte à une concurrence accrue en augmentant le nombre d'acheteurs sur le marché, mais en pratique, seulement un petit groupe a pu s'en prévaloir, à cause des contraintes découlant des contrats en cours, des risques financiers, du manque d'expérience, et le reste.

La concurrence entre les producteurs de gaz ne semble pas être au cœur du débat canadien; chose curieuse: lorsqu'il est question de concurrence, on pense encore surtout à la possibilité de vendre le gaz à un prix inférieur à celui des autres produits énergétiques.

Au Canada, les prix ne sont pas véritablement déterminés par les forces du marché, c'est-à-dire l'offre et la demande, surtout qu'une énorme proportion de transactions (les contrats actuels de la TCPL) tombent sous le coup de négociations imposées par le gouvernement, au lieu d'être provoquées spontanément par la dynamique du marché, comme le faisait remarquer une des SDL. Lorsque les contrats actuels de la TCPL expireront, on pourrait assister à l'apparition d'un marché libre;

de nouveaux contrats à long terme pourraient être négociés entre producteurs et acheteurs, et non être imposés aux utilisateurs, par un transporteur qui contrôle la vente du produit.

L'expansion des exportations pourrait permettre l'éclosion d'un marché canadien du gaz naturel vraiment concurrentiel. L'Accord de libre-échange et l'évolution du marché américain du gaz naturel jouent un rôle à cet égard. Il existe dans ce contexte, une concurrence réelle entre les producteurs de gaz et, en principe, il s'ensuit un prix établi par l'offre et la demande. C'est grâce à la dynamique de ces interactions sur le marché canadien, que le prix du gaz naturel canadien sera finalement déterminé par les forces du marché.

Le gaz naturel (y compris le gaz de pétrole liquéfié ou GPL extrait de gaz naturel brut) a été le plus grand produit énergétique acheminé par pipeline et dont on a extrait les liquides) a atteint 2 728 petajoules (10¹⁵ joules ou PJ) ou environ 23% de notre production nationale d'énergie primaire. Seul le pétrole (y compris le gaz de pétrole liquéfié ou GPL extrait de gaz naturel brut) l'a devancée, représentant 40% de notre production énergétique primaire.

En 1986, environ 75% de la demande d'énergie primaire canadienne visait le gaz naturel. La demande de gaz naturel par habitant est d'ailleurs passée de 40,1 gigajoules (9,4 millions de Btu) en 1965 à 84 en 1985.

Les statistiques sur les ventes canadiennes de gaz naturel par catégorie de service, révèlent que le secteur industriel est le principal consommateur de gaz au pays. En 1985, les utilisateurs industriels en ont acheté 0,94 billion de pi³ (à des fins énergétiques et autres), soit plus que le secteur résidentiel (0,45 billion de pi³) et le secteur commercial (0,38 billion de pi³) réunis. Depuis 1973, les producteurs de gaz ont la majeure partie de leurs revenus de leurs ventes à l'industrie. À la fin de 1985, l'industrie du gaz au Canada comptait environ 4 047 400 clients dans le secteur résidentiel, 332 400 dans le secteur commercial et 16 300 dans le secteur industriel. Cette année-là, la clientèle du secteur résidentiel a payé, en moyenne, 5,28 \$ par mille pi³, celle du secteur commercial 4,49 \$, et les acheteurs industriels, 3,57 \$. Pour l'ensemble des acheteurs de gaz naturel au Canada, le prix moyen versé en 1985 était de 4,29 \$ le mille pi³.

La consommation de gaz au Canada est servie par un vaste réseau pipeline qui, à la fin de 1985, comprenait 19 692 miles (31 690 kilomètres) de conduites de collecte, 50 917 miles (82 343 kilomètres) de conduites de transport et 71 024 miles (113 899 kilomètres) de conduites de distribution, pour un gazoduc d'une longueur de 132 437 miles (213 491 kilomètres).

La consommation de gaz naturel au pays fluctue considérablement selon les régions. En Alberta, le gaz représente plus de 80% de la consommation énergétique primaire, et rivalise avec le pétrole. Dans la région de l'Atlantique, la consommation de gaz naturel est pratiquement insignifiante. L'ensemble actuel a donné que l'on peut produire par un réseau de gaz à long terme de système pour le acheminer. Au Québec, la consommation de gaz a atteint 13% de l'ensemble de la consommation énergétique primaire en 1985. Le gouvernement fédéral a encouragé l'achat de gaz naturel par les provinces et les particuliers et parce que le Québec ne voit pas de gaz naturel dans le cadre de l'Accord de libre-échange de 1973-1979. L'achat de gaz naturel par les provinces et les particuliers a permis de produire plus de gaz naturel utilisé ce produit pour l'ensemble du pays de 23% de la consommation énergétique primaire. C'est d'ailleurs la que l'on trouve le système à long terme qui permet de produire le plus d'énergie.

de nouveaux contrats à long terme pourraient être négociés entre producteurs et acheteurs, et non être imposés aux utilisateurs par un transporteur qui contrôle la

vente du produit.

L'expansion des exportations pour le pétrole de la région du golfe du Sud est un fait. L'accord de libre-échange et l'évolution du marché américain du gaz naturel jouent un rôle à cet égard. Il existe

dans ce contexte une concurrence réelle entre les producteurs de gaz et en principe il

serait un prix établi par la loi de la demande. C'est grâce à la dynamique de ces interactions que le marché canadien, que le prix du gaz naturel canadien sera

nettement déterminé par les forces du marché.

Il faudra peut-être attendre un certain temps avant que les utilisateurs puissent

recourir à la concurrence pour préserver l'intégrité du système.

Si les tarifs sont fixés par le gouvernement, on pourrait

éviter les problèmes de concurrence.

Il est évident que les utilisateurs ont besoin d'un système

qui leur permette de faire face à la concurrence.

Il est évident que les utilisateurs ont besoin d'un système

qui leur permette de faire face à la concurrence.

Il est évident que les utilisateurs ont besoin d'un système

qui leur permette de faire face à la concurrence.

Il est évident que les utilisateurs ont besoin d'un système

qui leur permette de faire face à la concurrence.

Il est évident que les utilisateurs ont besoin d'un système

L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel au Canada

A. L'offre et la demande de gaz naturel

La consommation de gaz naturel au Canada s'est accrue d'une façon phénoménale depuis les années 50; de nos jours, le gaz est le deuxième produit en importance de notre système énergétique national. En 1986, la production de gaz marchand au Canada (gaz de qualité pouvant être acheminé par pipeline et dont on a extrait les liquides) a atteint 2 728 petajoules (10^{15} joules ou PJ) ou environ 28% de notre production nationale d'énergie primaire. Seul le pétrole (y compris le gaz de pétrole liquifié ou GPL extrait de gaz naturel brut) l'a devancée, représentant 40% de notre production énergétique primaire.

En 1986, environ 25% de la demande d'énergie primaire canadienne visait le gaz naturel. La demande de gaz naturel par habitant est d'ailleurs passée de 40,1 gigajoules (10^9 joules ou GJ) en 1965 à 94 GJ en 1985.

Les statistiques sur les ventes canadiennes de gaz naturel par catégorie de service, révèlent que le secteur industriel est le principal consommateur de gaz au pays. En 1985, les utilisateurs industriels en ont acheté 0,94 billion de pi^3 (à des fins énergétiques et autres), soit plus que le secteur résidentiel (0,45 billion de pi^3) et le secteur commercial (0,38 billion de pi^3) réunis. Depuis 1973, les producteurs de gaz tirent la majeure partie de leurs revenus de leurs ventes à l'industrie. À la fin de 1985, l'industrie du gaz au Canada comptait environ 3 047 400 clients dans le secteur résidentiel, 332 400 dans le secteur commercial et 16 300 dans le secteur industriel. Cette année-là, la clientèle du secteur résidentiel a payé, en moyenne, 5,28 \$ par mille pi^3 , celle du secteur commercial 4,49 \$, et les acheteurs industriels, 3,57 \$. Pour l'ensemble des acheteurs de gaz naturel au Canada, le prix moyen versé en 1985 était de 4,20 \$ le mille pi^3 .

La consommation de gaz au Canada est étayée par un vaste réseau pipelinier qui, à la fin de 1985, comprenait 19 692 miles (31 690 kilomètres) de conduites de collecte, 35 012 miles (56 343 kilomètres) de conduites de transport et 77 923 miles (125 398 kilomètres) de conduites de distribution, pour un gazoduc d'une étendue de 132 627 miles (213 431 kilomètres).

La consommation de gaz naturel au pays fluctue considérablement selon les régions. En Alberta, le gaz représente plus de 39% de la consommation énergétique primaire et l'emporte sur le pétrole. Dans la région de l'Atlantique, la consommation de gaz naturel est pratiquement inexistante à l'heure actuelle étant donné que l'on n'en produit pas sur place et qu'il n'y a pas de système pour l'y acheminer. Au Québec, la consommation de gaz a atteint 13% de l'ensemble de la consommation énergétique primaire, grâce au Programme énergétique national qui encourageait les Canadiens à délaissier le pétrole au profit du gaz naturel et parce que le Québec ne voulait plus être vulnérable comme au moment de l'embargo pétrolier arabe de 1973-1974. L'Ontario, première province consommatrice de gaz naturel, utilise ce produit pour satisfaire près de 29% de sa demande énergétique primaire. C'est d'ailleurs là que l'on trouve le système énergétique provincial le plus diversifié

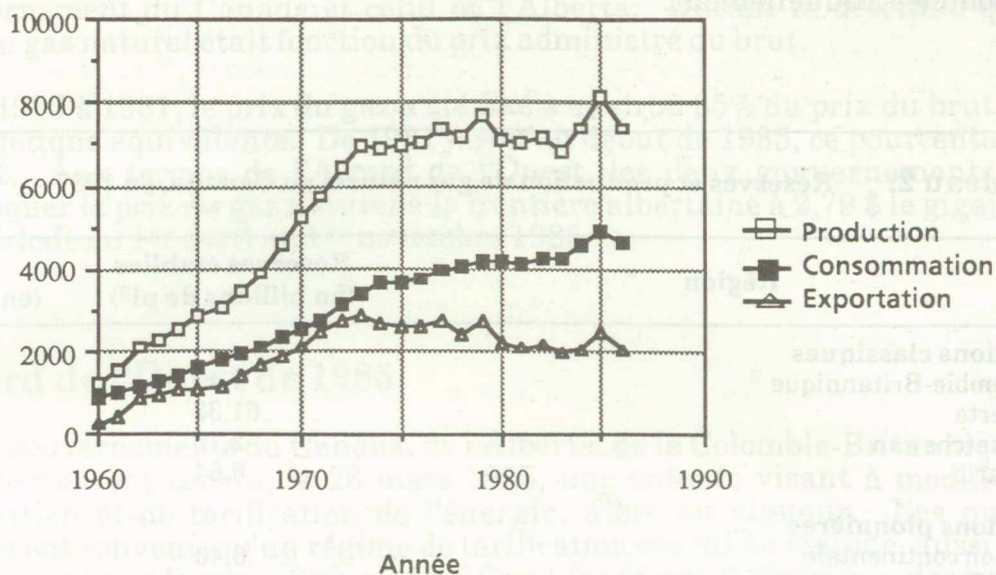
au pays. Le tableau 1 donne une idée de l'importance relative de la consommation de gaz par région pour 1986.

Le diagramme 1 présente l'évolution de la production, de la consommation et des exportations de gaz naturel canadien depuis 1960. Les importations de gaz naturel ont été très peu importantes pendant toute la période et ne sont donc pas montrées sur ce diagramme. Les statistiques ont été établies pour le gaz naturel marchand ou de qualité pipeline, c'est-à-dire dont on a éliminé tout ou partie des liquides de gaz naturel (LGN) par traitement. Les chiffres de la consommation incluent les ventes par les distributeurs de gaz naturel au Canada, et excluent le gaz utilisé ou perdu dans les champs et les pipelines. Les données qui étaient exprimées en millions de mètres cubes par jour dans la source, ont été converties en millions de pieds cubes par jour (Mp³/jour), à raison de 35,5 pieds cubes environ pour un mètre cube. Le diagramme montre bien la diminution des ventes à l'exportation survenue depuis 1973. Mais les exportations ont presque atteint en 1987 leur niveau de 1973, et sont même supérieures pour le premier semestre de 1988.

Tableau 1: Proportion de la consommation énergétique primaire imputée au gaz naturel, dans les diverses régions canadiennes, en 1986

Region	Gaz	Pétrole	Charbon	Hydro-électricité	Électricité nucléaire	Autre
Atlantique	-	65,0	15,5	8,0	3,2	8,3
Québec	13,0	42,9	1,5	36,9	0,9	4,8
Ontario	28,8	37,2	17,2	5,3	7,8	3,7
Manitoba	30,6	42,3	2,0	23,5	-	1,6
Saskatchewan	29,5	36,7	28,1	3,5	-	2,2
Alberta	39,2	34,1	24,9	0,4	-	1,4
Colombie-Britannique	21,9	37,5	1,0	20,1	-	19,5
Yukon & T.N.-O.	4,1	87,6	-	8,3	-	-
Canada	24,7	40,2	13,7	12,8	3,2	5,4

Source: Canada, Énergie, Mines et Ressources, Guide statistique sur l'énergie, Ottawa, sans date, pages 2.0.6A et 2.0.6B

DIAGRAMME 1: Production, consommation et exportations de gaz canadien, 1960-1986.Mp³/jour

Source: Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, sans date, tableaux III-10, VII-2/2A et XI-1

B. Réserves de gaz naturel

Selon les évaluations de l'Association pétrolière du Canada, le Canada détiendrait environ 95,6 billions de pi³ de réserves de gaz naturel, soit environ 2,5% des réserves de gaz mondiales qui sont de 3 797 billions de pi³. (A l'heure actuelle, le marché n'y a toutefois pas entièrement accès car une bonne partie n'est reliée à aucun réseau pipelinier). Une telle part place le Canada en neuvième position, juste avant le Mexique et loin derrière l'URSS qui occupe le premier rang avec des réserves établies de 1450 billions de pi³ (38,2% des réserves mondiales). Les États-Unis se classent troisièmes, derrière l'Iran, avec des réserves établies estimées à 186,7 billions de pi³ (4,9% des réserves mondiales). En termes de production brute (avant l'extraction des liquides du gaz naturel et comprenant les utilisations et les pertes sur le terrain et dans les gazoducs), le Canada s'est classé troisième en 1987, produisant 3,47% billions de pi³ ou 5,1% de la production mondiale, ce qui indique que le Canada produit plus qu'il n'a de réserves par rapport à d'autres grands pays producteurs (à l'exception évidemment des États-Unis qui détenaient 4,9% des réserves mondiales établies à la fin de 1987, mais qui ont produit 25,1% du gaz dans le monde l'an dernier.

À la fin de 1987, Les réserves établies du Canada de gaz naturel totalisaient 95,6 billions de pi³. Sur ce total, 71,6 billions de pi³ (74.9%) se trouvent dans les régions productrices classiques du Canada, et 24.0 billions de pi³ (25.1%) dans ses régions « pionnières » (l'archipel arctique, la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, et la région continentale située au nord du 60^e parallèle). Parmi les régions productrices classiques du Canada, c'est l'Alberta qui recèle la majeure partie des réserves, soit 61,3 billions de pi³. Le tableau 2 présente des données sur les réserves gazières du Canada à la fin de 1987. Le tableau 2 indique aussi, à l'aide de statistiques sur la production de 1987, la part des réserves consommée annuellement.

Tableau 2: Réserves et production de gaz naturel au Canada, en 1987

Région	Réserves établies (en billions de pi ³)	Production (en billions de pi ³)
Régions classiques		
Colombie-Britannique	7,47	0,28
Alberta	61,33	2,46
Saskatchewan	2,16	0,09
Ontario	0,64	0,01
Régions pionnières		
Région continentale	0,40	(a)
Delta du Mackenzie / Mer de Beaufort	9,17	-
Archipel arctique	14,43	-
Total	95,59	2,84

(a): La production de gaz de 1987 de la partie continentale des Territoires a été inférieure à 0,005 billion de pieds cubes.

Source: Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, sans date, tableau II-2.

Le rapport réserves/production (R/P) est de presque 34 ans pour le Canada. Ce rapport a été obtenu à partir de la production de 1987 (2,84 billions de pieds cubes) et le total des réserves établies (95,6 billions de pieds cubes). Toutefois, pour l'Alberta seule, le rapport réserves/production est de 25 ans, cette province détenant 64% des réserves établies du Canada, mais ayant produit 87% du gaz naturel canadien en 1987.

L'Association pétrolière du Canada n'a pas encore attribué de réserves établies aux régions au large des côtes de l'est du Canada.

La déréglementation du marché du gaz canadien

A. La période de 1975 à 1985

À partir de 1975, à la suite de la première flambée des prix du pétrole des pays de l'OPEP, le prix du gaz naturel albertain vendu en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec a été administré aux termes d'un accord intervenu entre le gouvernement du Canada et celui de l'Alberta. Durant la décennie qui a suivi, le prix du gaz naturel était fonction du prix administré du brut.

De 1975 à 1981, le prix du gaz a été fixé à environ 85% du prix du brut, sur une base énergétique équivalente. De 1981 jusqu'au début de 1985, ce pourcentage a été fixé à 65%. Aux termes de l'Accord de l'Ouest, les deux gouvernements ont convenu de bloquer le prix du gaz naturel à la frontière albertaine à 2,79 \$ le gigajoule (GJ) pour la période du 1^{er} avril au 1^{er} novembre 1985.

B. L'Accord de l'Ouest de 1985

Les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont conclu, le 28 mars 1985, une entente visant à modifier le régime de taxation et de tarification de l'énergie, alors en vigueur. Les quatre gouvernements ont convenu qu'un régime de tarification réactif au marché, aussi bien pour le pétrole que pour le gaz, et un régime fiscal fondé sur l'imposition des profits stimuleraient l'investissement et la création d'emplois dans le secteur énergétique tout en augmentant le degré de sécurité énergétique pour les Canadiens.

La partie II de l'Accord, intitulée «Tarification du gaz naturel canadien», contenait cinq dispositions visant à faciliter l'instauration d'un régime de tarification du gaz naturel réactif au marché.

1. Le prix à la frontière de l'Alberta demeurera au niveau actuel jusqu'à la mise en application d'un nouveau régime de tarification du gaz naturel canadien, le 1^{er} novembre 1985 ou avant cette date.
2. Un groupe de travail composé de hauts fonctionnaires du gouvernement fédéral et des provinces productrices collaborera avec toutes les parties intéressées, y compris les provinces consommatrices et l'industrie, à l'élaboration d'un mécanisme de tarification plus souple et réactif au marché, le 1^{er} novembre 1985 ou avant cette date.
3. La subvention visant les tarifs de la TransCanada PipeLine, accordée en vertu du Programme fédéral d'aide au transport du gaz naturel, sera éliminée, tout comme la Redevance spéciale pour la canadianisation.

4. Le Plan de stimulation du marché du gaz naturel, en vertu duquel les producteurs de l'Alberta offrent une réduction de prix aux consommateurs industriels de l'Est du Canada, sera prolongé d'un an, soit jusqu'au 30 avril 1986.
5. Les paiements dans le cadre du Programme de stimulation du marché que l'Alberta verse au gouvernement du Canada, prendront fin après le versement des paiements touchant le gaz livré jusqu'au 30 avril 1986, ou au moment où sera atteint le maximum de 160 millions de dollars prévu pour les paiements supplémentaires, selon la situation qui surviendra en premier.

C. L'Entente de 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel

Après l'Accord de l'Ouest, une autre entente sur les marchés et les prix du gaz naturel est intervenue le 31 octobre 1985, entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Le but de cette nouvelle entente était de permettre que la transition à une tarification axée sur les conditions du marché se fasse de façon ordonnée, par la création d'un environnement, où les acheteurs et les vendeurs, pourraient négocier librement les prix du gaz et les autres conditions des transactions connexes.

L'Entente reposait sur trois principes.

1. À partir du 1^{er} novembre 1986, les prix de tout gaz naturel faisant l'objet d'échanges interprovinciaux seront déterminés par des négociations entre acheteurs et vendeurs. Cela permettra d'améliorer immédiatement l'accès aux approvisionnements de gaz naturel pour les acheteurs canadiens, et aux marchés du gaz naturel pour les producteurs canadiens; en même temps, cela aura pour effet de protéger la demande raisonnablement prévisible de gaz naturel au Canada.
2. C'est au cours de la période de 12 mois commençant le 1^{er} novembre 1985, que s'effectuera la transition à un régime de tarification totalement axé sur les conditions du marché. Tandis que les prix seront encore prescrits par les gouvernements, des mesures immédiates seront prises pour permettre aux consommateurs de gaz de conclure avec les producteurs des accords d'approvisionnement à prix négociés (ventes directes). Ces prix seront ensuite rapidement entérinés par les gouvernements dans le contexte du régime administré. Après cette période de transition, ventes et achats de gaz naturel seront librement négociés et les prix ne seront plus prescrits.
3. Les signataires de l'Entente ont l'intention de favoriser un marché concurrentiel du gaz naturel au Canada, qui respecte toutefois le caractère réglementé des secteurs du transport et de la distribution de l'industrie du gaz. À cet égard, les gouvernements s'engagent, sans réserves, à maintenir ce régime pour l'avenir prévisible, après la fin de la période de transition au nouveau régime de commercialisation et de tarification.

En réalité, la déréglementation ne s'est pas faite aussi facilement que l'Entente le prévoyait, en partie parce que l'on n'avait pas prévu la chute vertigineuse des prix

du brut et du gaz naturel en 1986. En outre, le problème des paiements obligatoires a persisté et l'ONE a modifié ses critères relatifs aux approvisionnements pour rendre le gaz naturel plus facilement accessible aux marchés d'exportation.

D. Évolution des critères de L'ONE relatifs aux approvisionnements

De 1960 à 1986, l'ONE a appliqué des critères stricts pour déterminer la quantité de gaz qui était excédentaire par rapport aux besoins du Canada et qui, de ce fait, était disponible pour l'exportation. C'est l'article 83 de la Loi sur l'Office national de l'énergie qui a incité l'Office à adopter cette approche; cet article stipule qu'avant de pouvoir délivrer des licences pour l'exportation de gaz naturel:

... l'Office doit tenir compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes et, sans limiter la généralité de ce qui précède, il doit notamment

(a) s'assurer que la quantité de ... gaz ... à exporter ne dépasse pas l'excédent après la déduction voulue pour les besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, eu égard, dans le cas d'une demande d'exportation de ... gaz, à l'orientation de la découverte ... du gaz au Canada ...

La formule utilisée pour le calcul des réserves de 1960 à 1986 mettait de côté des réserves établies de gaz équivalant à 25 fois la demande canadienne pour l'année courante (25A1), en plus du volume maximal de gaz autorisé aux termes des licences d'exportation en vigueur. L'excédent des réserves était considéré comme un surplus et disponible pour l'exportation. Le coefficient 25 représentait la durée des licences d'exportation délivrées quand l'Office en était à ses débuts, c'est-à-dire lorsqu'il fallait délivrer des licences à long terme pour financer le nouveau pipeline.

Un autre critère concernant les possibilités de livraison a été établi en 1979 et appliqué jusqu'en 1986. Ce critère comparait, d'une année à l'autre, les prévisions de l'Office au sujet de l'offre et de la demande futures. On prévoyait l'offre à partir des réserves établies et des futurs ajouts aux réserves. Pour calculer la demande, on ajoutait les projections concernant les besoins canadiens aux exportations prévues aux termes des licences en vigueur (c'est-à-dire les volumes d'exportation réellement prévus et non pas le volume maximal autorisé).

À l'occasion d'audiences qui ont eu lieu en 1985, l'Office a révisé sa méthode de calcul des excédents de gaz disponibles pour l'exportation et, en avril 1986, il a modifié ses critères pour s'appuyer sur ce qu'il a appelé le **rapport réserves/production**. Cette méthode était fondée sur le maintien de réserves représentant 15 fois la production annuelle totale, et comprenait des calculs des ajouts annuels aux réserves établies, des prévisions concernant la demande intérieure et des prévisions d'exportation aux termes des autorisations en vigueur. En outre, une vérification de la capacité de production permettait de confirmer la capacité de production d'une année à l'autre de façon que la demande totale prévue puisse être satisfaite durant chaque année visée par la projection.

Conclue le 1^{er} novembre 1985 par les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel permettait d'établir pour le gaz naturel des prix administrés par le gouvernement de façon que la transition à un régime axé sur les conditions du marché s'échelonne jusqu'au mois d'octobre 1986. À la fin de l'année de transition, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'ONE de réexaminer encore une fois sa méthode de calcul des excédents de gaz. L'Office a donné suite à sa demande et a conclu que la méthode fondée sur le rapport réserves-production ne convenait pas dans le contexte du nouveau régime de tarification axé sur les conditions du marché. En conséquence, le 9 septembre 1987, l'Office a annoncé sa nouvelle méthode de calcul des excédents de gaz naturel canadien disponibles aux fins d'exportation, méthode de calcul axée sur les conditions du marché.

Dans un communiqué en date du 9 septembre 1987, l'ONE a résumé sa nouvelle méthode en ces termes:

L'Office prendra deux moyens pour s'assurer que le gaz naturel qui fait l'objet d'une demande de licence d'exportation constitue un excédent par rapport aux besoins du Canada : le premier se situe dans le cadre des audiences publiques visant à instruire les demandes d'autorisation d'exporter du gaz naturel; le deuxième est la surveillance permanente des marchés.

Dans le cadre des audiences publiques, la méthode de calcul axée sur les conditions du marché comportera les trois éléments suivants :

1) *Méthode d'intervention en fonction des plaintes* - Au cours de l'audience publique, l'Office étudiera les plaintes déposées par les consommateurs canadiens, selon lesquelles ils ne peuvent passer de nouveaux contrats d'approvisionnements en gaz à des modalités semblables à celles prévues dans les demandes d'exportation, y compris à des prix équivalents. Si l'Office juge fondée une plainte selon laquelle les Canadiens n'ont pu passer des contrats de gaz selon des modalités semblables, il peut rejeter la demande, ou reporter sa décision finale jusqu'à ce qu'on ait donné l'occasion de corriger la situation.

2) *Évaluation de l'incidence des exportations* - L'Office exigera que les requérants de licences d'exportation présentent une évaluation de l'incidence des exportations, afin d'être en mesure de déterminer, si une exportation envisagée risque d'empêcher le Canada de satisfaire ses propres besoins énergétiques aux prix du marché.

3) *Établissement de la conformité à l'intérêt public* - Comme l'exige l'article 83 de la Loi, l'Office continuera de tenir compte de tous les autres facteurs jugés pertinents, pour déterminer si les licences d'exportation proposées sont conformes à l'intérêt public national.

Dans le cadre de sa nouvelle méthode de calcul, l'Office continuera de publier son étude biennale, effectuée par son propre

personnel, sur L'énergie au Canada - Offre et demande*. Cette étude comprend des prévisions sur l'offre au Canada concernant tous les principaux produits énergétiques, y compris l'électricité, le pétrole et le gaz naturel, et sur la demande d'énergie canadienne tant au Canada qu'à l'extérieur.

L'Office entend aussi publier périodiquement des rapports d'analyse de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel. Ces rapports traiteront de l'évolution récente des marchés du gaz naturel et des perspectives qu'ils offrent à court terme; ils contiendront également des commentaires sur les activités de concurrence sur le marché, sur l'utilisation des pipelines au Canada, et aux fins d'exportations et sur la quantité et la qualité des approvisionnements en gaz.

E. Le problème des paiements obligatoires

La *TransCanada Pipelines Limited* a vu le jour en octobre 1958. Elle a traditionnellement fonctionné selon le principe de l'achat-vente, achetant la plus grande partie du gaz naturel destiné à être transporté par son réseau pour être revendu aux sociétés de distribution locale sur le marché canadien à l'est de l'Alberta. Jusqu'à tout récemment, la TCPL n'était nullement tenue de transporter du gaz pour des tierces parties.

C'était un arrangement pratique au début, puisque la TCPL reliait des centaines de petits producteurs de gaz de l'Ouest du Canada à de nouvelles sociétés de distribution, principalement du sud de l'Ontario, qui pouvaient ainsi se consacrer essentiellement au développement du marché dans les zones qu'elles desservaient. À l'extrémité est du réseau, la TCPL assurait aux distributeurs de gaz des services, tant de transport que d'acquisition.

La TransCanada a toujours conclu avec les producteurs de l'Alberta, pour son approvisionnement en gaz, des accords comportant des clauses de paiement obligatoire, en vertu desquelles elle était tenue d'acheter les volumes minimaux prévus. Si elle ne les prenait pas, elle était quand même obligée de les payer, et avait le droit d'en prendre livraison dans un délai prescrit, faute de quoi, elle devait renoncer au droit d'obtenir ce gaz payé par anticipation.

Les clauses de paiement obligatoire ne sont pas uniques au Canada - elles sont pratique courante aux États-Unis également. Le paiement obligatoire assure aux producteurs de gaz un minimum de liquidités leur servant à financer des activités futures de prospection et de mise en valeur. En revanche, les contrats d'achat de gaz à long terme ont aidé les sociétés pipelinières à financer la construction de nouvelles installations de collecte et de transport, car elles étaient assurées des approvisionnements contractuels nécessaires à la bonne marche de leurs opérations.

Dans les années 60, la demande intérieure et extérieure de gaz naturel était à la hausse et les clauses comportant des livraisons minimales ne posaient aucun problème pour la TCPL. En 1967, la tendance à la hausse s'accrut et, vers le milieu de 1971, l'Office national de l'énergie en vint à la conclusion que les possibilités de

livraison du gaz naturel ne suffisaient plus à combler la demande et qu'aucune nouvelle exportation ne devrait donc être autorisée. Entre 1971 et 1973, le gaz et le pétrole brut se firent de plus en plus rares au Canada et l'embargo sur le pétrole des pays arabes fit naître de nouvelles craintes. Le Canada semblait devoir connaître une pénurie de gaz naturel et de brut léger classique, et les sociétés de distribution de gaz s'inquiétaient de la sécurité à long terme de leurs approvisionnements.

Entre 1974 et 1976, la TCPL chercha activement à conclure des contrats pour de nouveaux approvisionnements en gaz de l'Alberta, incitant ainsi les producteurs à établir de nouvelles réserves. Elle s'engagea à hausser le seuil des volumes minimaux et passa avec les producteurs des contrats en vertu desquels ils pouvaient inclure des volumes supplémentaires de gaz découvert dans des zones précises.

Alors même que la TCPL cherchait à augmenter ses approvisionnements en gaz, les négociations entre le gouvernement fédéral et l'Alberta suivaient leur cours à la suite de l'embargo et de la première crise des prix du pétrole. Les prix du gaz naturel furent réglementés le 1^{er} novembre 1975 et les dispositions des contrats d'achat de la TCPL s'y rapportant s'en trouvèrent annulées.

L'augmentation des prix du gaz ralentit la croissance de la demande des consommateurs, mais incita les producteurs à établir de nouvelles réserves. Au début de 1977, la TCPL cessa de passer de nouveaux contrats d'approvisionnement, mais la quantité de gaz dont elle disposait n'en continua pas moins à augmenter, les producteurs étant doublement encouragés, par des prix plus élevés et la possibilité de pousser les ventes minimales de gaz par le biais de contrats établis en fonctions des zones. Par ailleurs, la réglementation empêchait la TCPL de commercialiser le gaz à des prix moins élevés dans l'espoir d'imprimer un nouvel élan à la demande.

C'est au cours de l'année contractuelle 1987-1988 que les paiements obligatoires ont pour la première fois représenté une lourde dette pour la TCPL puisqu'elle a dû verser aux producteurs 134 millions de dollars pour du gaz dont elle n'a pas pu prendre livraison. Croyant que le problème n'était que passager et que la demande intérieure de gaz allait bientôt reprendre, la TCPL a continué à payer le plein montant pour du gaz dont elle n'avait pas besoin jusqu'à l'année contractuelle 1979-1980.

En 1980, au lendemain de la révolution iranienne et à la veille de la guerre iraquo-iranienne, le gouvernement fédéral entreprit de fixer le prix du gaz naturel à 65% du prix du brut sur une base énergétique équivalente. En dépit du prix relativement faible du gaz en comparaison de celui de pétrole, la demande de gaz continua à stagner au Canada. Parallèlement, les producteurs du réseau de la TCPL continuèrent à exploiter leurs contrats établis en fonction des zones, par le biais de programmes intensifs de forage, faisant ainsi augmenter les approvisionnements contractuels de la TCPL. Parce qu'il lui devenait de plus en plus difficile de remplir ses obligations de paiement, la TCPL négocia avec ses producteurs un nouveau programme de répartition qui fit passer à 80% des niveaux prévus, les quantités minimales qu'elles serait tenue d'acheter aux cours des années contractuelles 1980-1981 et 1981-1982.

À la fin de 1981, la TCPL avait versé un milliard de dollars pour du gaz dont elle n'avait pas pu prendre livraison, et le maintien des paiements obligatoires

devenait pour elle un obstacle de taille. De toute évidence, une solution plus globale au problème s'imposait. C'est pour cette raison qu'a été signée la première convention TOPGAS.

La convention TOPGAS I a été proposée en 1982, et est entrée en vigueur à l'automne de la même année. Elle prévoyait la création d'une nouvelle société, la *TOPGAS Holdings Ltd.* TOPGAS est un consortium de trente banques et établissements financiers nationaux et étrangers, qui a assumé les engagements en cours de la TCPL, au titre des paiements obligatoires, et avancé la somme de 2,3 milliards de dollars aux producteurs de gaz liés à la société, qui ont de ce fait endossé son obligation contractuelle en échange de paiements en espèces en période difficile. De ce montant, un milliard de dollars correspondaient à des paiements déjà versés par la TCPL aux producteurs: ces derniers ont en revanche été obligés de lui rembourser ce montant, lui permettant ainsi de radier de son bilan, la dette d'un milliard de dollars qu'elle avait contractée en les payant. Le reste de l'avance aux producteurs, environ 1,3 milliard de dollars, avait trait à des paiements obligatoires pour les années contractuelles 1980-1981 et 1981-1982.

De cette somme de 1,3 milliard de dollars, environ un milliard de dollars représentaient des paiements auxquels les producteurs de gaz avaient déjà accepté de renoncer en vertu du programme de répartition en vigueur, (par lequel les producteurs avaient convenu de réduire à 80% des niveaux contractuels, les quantités minimales que la TCPL était tenue d'acheter). En échange de ces paiements, les producteurs ont accepté de réduire les paiements obligatoires futurs de la TCPL à 60% de l'obligation contractuelle annuelle minimale pour 1981-1982, ou à 75% de l'obligation annuelle minimale de la TCPL pour l'année en question, selon le moins élevé des deux chiffres obtenus.

Les ventes de gaz de la TCPL ne se sont pas améliorées au cours de l'année contractuelle 1982-1983, et elle n'a pas pu acheter les quantités minimales auxquelles elle était tenue en vertu de la convention TOPGAS I. C'est ainsi qu'a été créé le *TOPGAS Two Inc.*, un consortium de vingt banques et établissements financiers nationaux et étrangers, qui ont avancé la somme supplémentaire de 350 millions de dollars aux producteurs, pour du gaz dont il n'avait pas été pris livraison au cours de l'année contractuelle 1982-1983. Par contre, ils ont dû accepter que l'obligation annuelle minimale de la TCPL pour 1983-1984, soit ramenée à 50% de l'obligation pour 1981-1982, et à 50 à 60% de celle de 1981-1982, au cours des années subséquentes, (selon les taux de livraison réels des deux années précédentes). Une fois de plus, la TCPL a pu radier de son bilan la dette contractée au titre des paiements obligatoires, puisqu'elle a été assumée par la *TOPGAS Two Inc.*

Les producteurs de gaz liés à la TCPL ont commencé à rembourser les avances de la TOPGAS en novembre 1984. La dette sera acquittée en 1994.

Les producteurs sont redevables du capital et des intérêts dus sur les avances de la TOPGAS; la TCPL fait fonction d'agence de recouvrement, mais elle a néanmoins, envers le consortium TOPGAS, une responsabilité illimitée, dans le cas du défaut de paiement des frais financiers de la part des producteurs; elle est également redevable d'une somme pouvant aller jusqu'à 355 millions de dollars, si les producteurs ne remboursaient pas le capital.

Les conventions TOPGAS étaient inhabituelles en ce sens que les consortiums ont avancé environ 2,65 milliards de dollars aux producteurs, sans que le gaz en question ne serve de garantie. À ce moment-là, la position dominante de la TCPL sur le marché, garantissait en fait, que les avances de la TOPGAS seraient remboursées. Advenant la faillite d'un producteur, un séquestre n'aurait eu d'autre choix que de vendre le gaz à la TCPL, puisqu'elle était le seul débouché pratique pour les producteurs. L'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel d'octobre 1985, a renversé cette hypothèse de la domination du marché.

Parce que du gaz acheté directement, pourrait remplacer des quantités importantes de gaz de la TCPL, les fondements des conventions TOPGAS ont été ébranlés à trois égards: (1) le remplacement du gaz de la société nécessiterait l'échelonnement des frais de crédit de la TOPGAS, sur un plus petit volume de ventes, alors que le gaz concurrentiel acheté directement, pourrait entraîner une baisse des prix, (l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel entraîna une négociation annuelle des prix pour les contrats de gaz de réseau); empêchant peut-être ainsi certains producteurs, d'honorer les obligations contractées; (2) si les ventes de gaz de la TCPL étaient gravement touchées, elle pourrait devoir faire face à de nouveaux paiements obligatoires, en dépit des achats minimaux renégociés; et (3) advenant des faillites de producteurs, un séquestre pourrait désormais vendre du gaz directement, sans avoir à se soucier de la TOPGAS.

La solution à laquelle en est arrivé l'Office national de l'énergie a consisté à imposer des droits liés à la demande à l'égard des volumes opérationnels de gaz naturel, plutôt que des volumes prévus par contrats. Le volume de la demande opérationnelle pour chaque société de distribution a été défini, comme le volume de la demande contractuelle précisé dans le contrat avec la TCPL, moins le volume de toutes les ventes directes de substitution dans la zone desservie. Cette approche a réglé le problème de l'imposition de frais en double liés à la demande. En outre, les achats directs (gaz acheté hors-réseau) devraient également servir au paiement des frais financiers de la TOPGAS, quoique à un taux deux fois moins élevé environ que celui prévu dans le cas du gaz du réseau. Ainsi, le gaz acheté hors-réseau entraîne des frais équivalant à environ 50% des frais financiers de la TOPGAS, selon les méthodes de calcul utilisées pour le gaz du réseau.

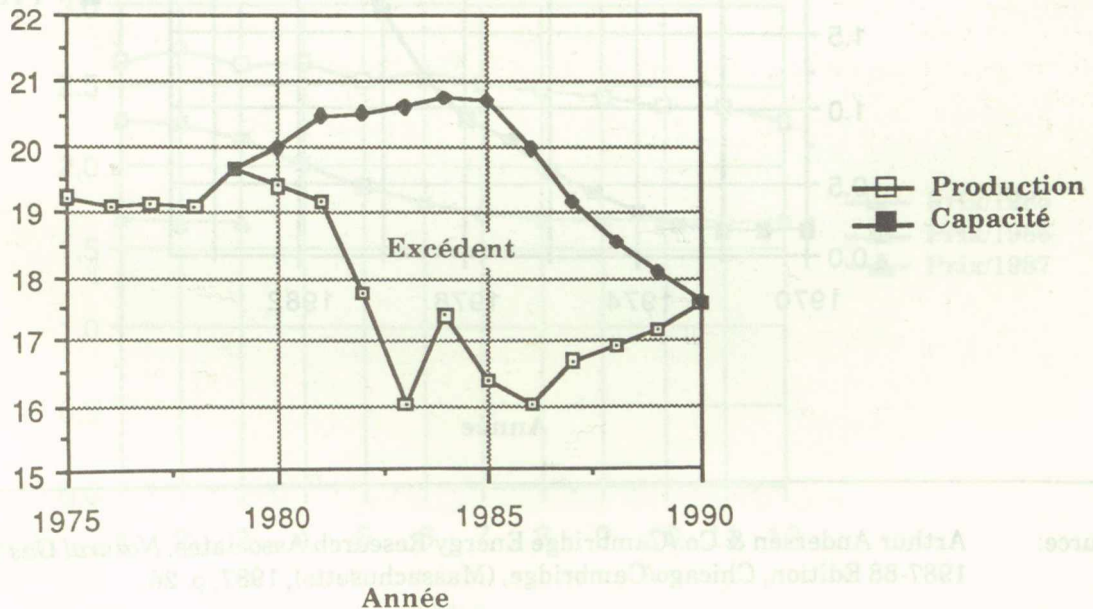
L'offre, la demande et les réserves de gaz naturel aux États-Unis

A. L'offre et la demande de gaz naturel

La capacité de production de gaz naturel aux États-Unis, ou les possibilités de livraison, excède actuellement la demande intérieure de gaz naturel. L'excédent de gaz est la différence entre la production américaine réelle et la capacité de production. Il y a à l'heure actuelle environ 240 000 puits de gaz producteurs aux États-Unis sans compter la production de gaz des gisements pétrolifères. L'excédent s'est tout d'abord manifesté en 1980, lorsque la capacité de production s'est accrue par suite d'activités intensifiées de forage même si la demande était à la baisse. Le diagramme 2 indique la durée et l'importance de l'excédent de gaz selon l'*American Gas Association* (AGA). L'excédent a atteint un maximum de près de 4,6 billions de pi³ en 1983 et était passé à environ 4 billions de pi³ en 1986. L'AGA a évalué à 2,5 billions de pi³ l'excédent pour l'année 1987, celui-ci disparaissant pratiquement en 1990. Selon l'analyse de l'AGA, les achats annuels américains de gaz canadien devraient être de l'ordre d'un billion de pi³ environ à la fin des années 80.

DIAGRAMME 2: Comparaison de la capacité de production de gaz aux États-Unis et de la production réelle, 1979-1990

Billions de pi³ par année

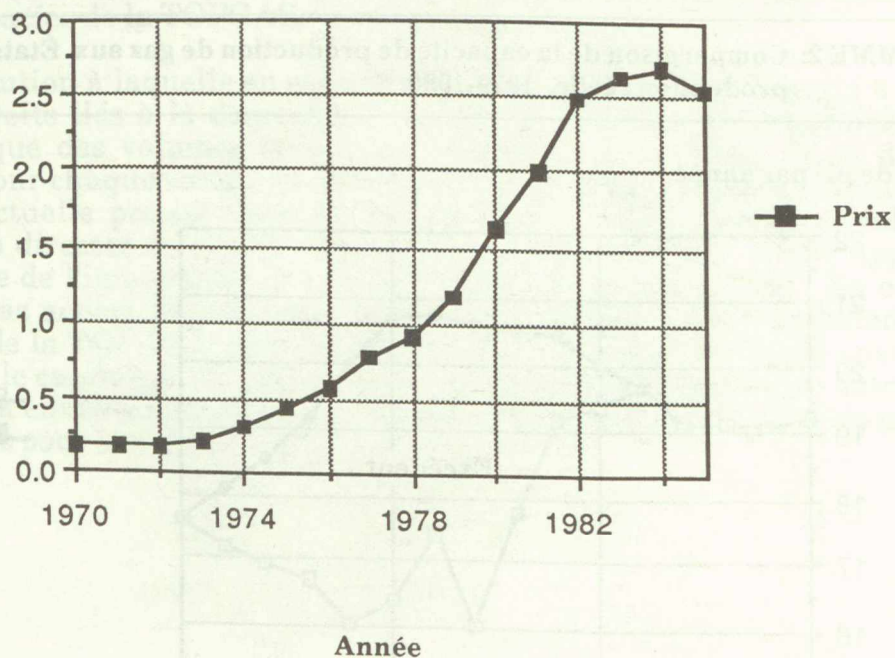


Source: American Gas Association *Natural Gas Production Capability 1987-1990*, Issue Brief 1987-7, 13 juillet 1987, Arlington (Virginie), p. 4 et 6.

Après avoir augmenté de façon constante aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) entre 1970 et 1984, le prix du gaz naturel à la tête de puits a commencé à diminuer en 1985, comme le montre le diagramme 3. L'effondrement des prix du pétrole brut au cours du premier semestre de 1986 a contribué à faire baisser encore davantage le prix du gaz à la tête de puits, les producteurs de gaz cherchant à soutenir la concurrence du mazout au bec du brûleur. Les prix au comptant du gaz à la tête de puits étaient généralement fonction des rentrées nettes au bec du brûleur, et ont ainsi pu être rajustés rapidement en fonction des variations des prix du pétrole.

DIAGRAMME 3: Prix annuel moyen du gaz à la tête de puits aux Etats-Unis (moins l'Alaska et Hawaii), 1970-1985

\$ U.S. par millier de pi³



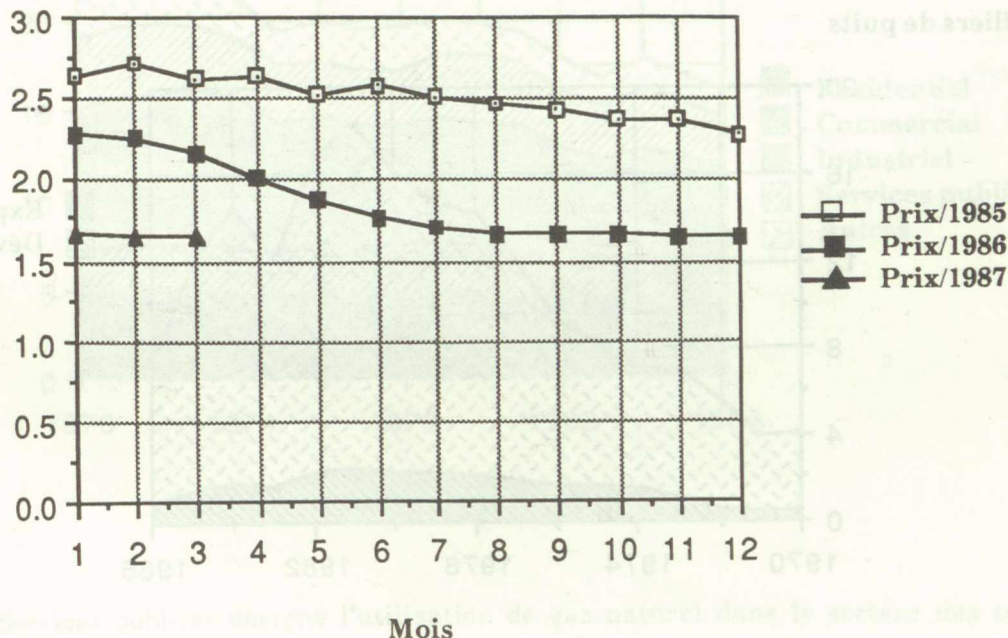
Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge, (Massachusetts), 1987, p. 26.

Un nouvelle structure des prix du gaz s'est fait jour vers le milieu de l'année 1986, cependant, et a persisté jusqu'en 1987: la dissociation des prix du gaz et du pétrole. La concurrence dans le secteur du gaz s'est accrue en raison du surplus persistant des approvisionnements en gaz américains (l'excédent) et a influé sur l'établissement des prix à court terme. Ainsi, les prix du gaz à la tête de puits n'ont pas suivi la trajectoire du prix du brut lorsqu'il s'est rétabli à 18 à 20 dollars U.S. le baril. Au cours de l'hiver 1986-1987, le prix du gaz à la tête de puits s'est stabilisé à environ 1,65 dollar U.S. par millier de pi³, soit à environ un dollar de moins le millier de pi³ qu'au début de 1985. Le diagramme 4 indique le prix mensuel moyen du gaz naturel à la tête de puits de janvier 1985 à mars 1987.

Le diagramme 4 illustre l'érosion des prix du gaz en 1985, suivie par une baisse plus rapide au cours du premier semestre de 1986, le prix moyen du gaz naturel à la tête de puits suivant la dégringolade de celui du pétrole. Par la suite, le prix du gaz s'est stabilisé au nouveau niveau plus bas, la concurrence prenant de l'ampleur entre les producteurs.

DIAGRAMME 4: Prix annuel moyen du gaz à la tête de puits aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) janvier 1985 - mars 1987

\$ U.S. par millier de pi³



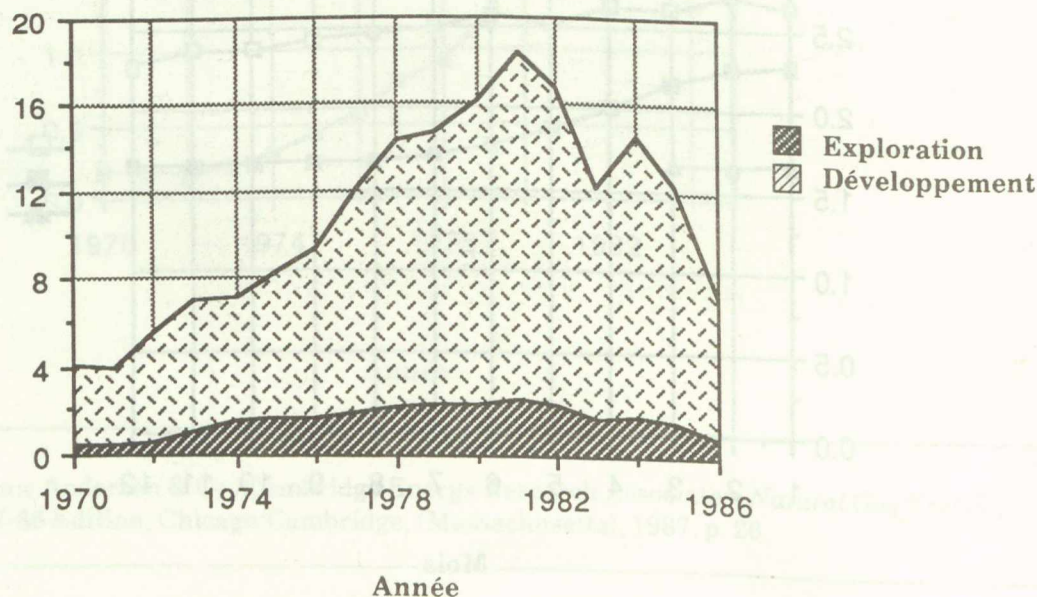
Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 26.

Les activités de forage aux États-Unis dans le secteur du gaz se sont multipliées au cours des années 70 pour atteindre un sommet en 1981, le nombre de puits producteurs forés étant passé d'environ 4 000 en 1970 à plus de 18 000 en 1981. La crise du pétrole de 1973-1974, alliée à des pénuries régionales de gaz dans les années 70, a eu pour effet de faire tripler le nombre de puits de gaz producteurs entre 1970 et 1977. La *Natural Gas Policy Act* de 1978 et la deuxième crise du pétrole ont contribué à l'intensification des activités de forage jusqu'en 1981. Depuis, elles ont nettement diminué, surtout en 1986-1987. En 1986, les complétions de puits de gaz producteurs étaient à leur niveau le plus bas depuis 1974; 900 puits ont en fait été complétés cette année-là, ce qui ne s'était jamais vu depuis 1972. Les données disponibles jusqu'au premier semestre de 1987 indiquent une diminution encore plus considérable des activités. Le diagramme 5 représente les activités de forage gazier aux États-Unis pour la période 1970-1986, réparties en forage exploratoire et en forage de mise en valeur.

Une caractéristique intéressante du forage gazier aux États-Unis est que les complétions de puits exploratoires n'ont représenté qu'entre 12% et 21% de tous les puits de gaz producteurs complétés de 1970 à 1986. La grande partie de ces activités a consisté en un forage des gisements établis. Au cours du premier semestre de 1987, les puits exploratoires sont intervenus pour 14,2% de toutes les complétions de puits de gaz producteurs comparativement à 12,5% en 1986.

DIAGRAMME 5: Forage d'exploration et de mise en valeur des puits de gaz producteurs aux États-Unis, 1970-1986

Milliers de puits



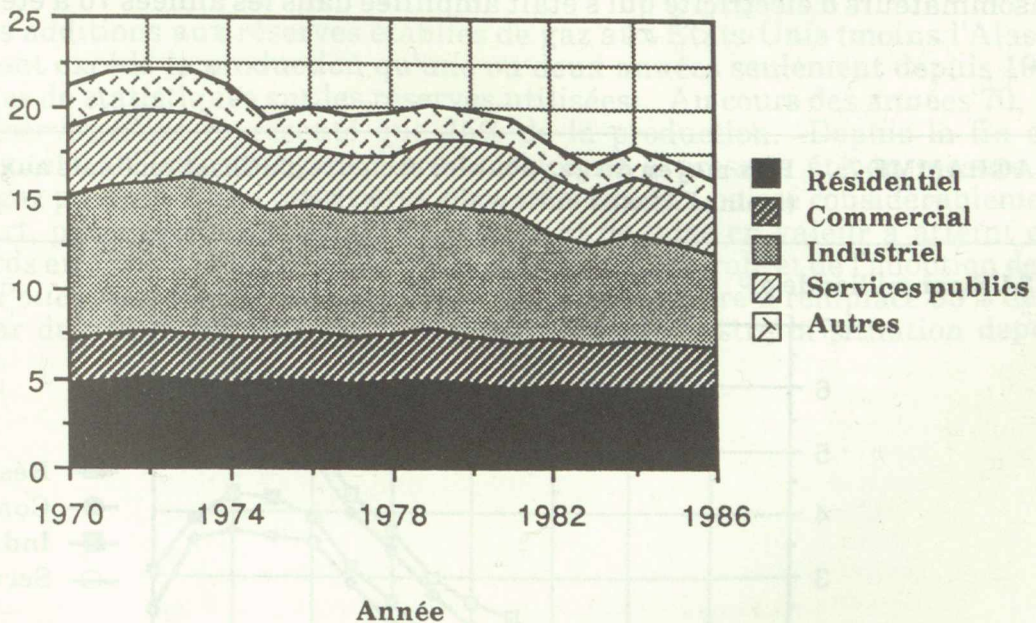
Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 28.

Le demande américaine de gaz naturel est à la baisse depuis le début des années 70. En 1986, la demande intérieure a atteint son niveau le plus bas en 21 ans, se situant à 16 billions de pi³, ce qui représente une baisse de près de 28% par rapport au record de 22,1 billions de pi³ en 1972. Ce recul a été enregistré dans tous les secteurs de la consommation de gaz, mais il a été le plus prononcé dans le secteur industriel (40% depuis le point culminant de 1973) et dans celui de l'utilisation de gaz naturel pour la production d'énergie électrique par les services d'utilité publique (35% depuis le point culminant de 1972). Le diagramme 6 illustre la demande de gaz par secteur d'utilisation finale.

La baisse particulièrement forte de la consommation de gaz industriel est attribuée à trois facteurs: l'utilisation d'autres formes d'énergie, le gaz étant remplacé par du mazout (en 1986 surtout), des changements dans la structure de l'industrie américaine et une utilisation plus rationnelle de l'énergie.

DIAGRAMME 6: Consommation de gaz naturel aux États-Unis par secteur d'utilisation finale, 1970-1986

Billions de pi³ par année



Nota: «Services publics» désigne l'utilisation de gaz naturel dans le secteur des services d'électricité.
«Autre» inclut le gaz utilisé comme combustible dans les centrales ou comme combustible servant à l'exploitation du pipeline, et le gaz non comptabilisé.

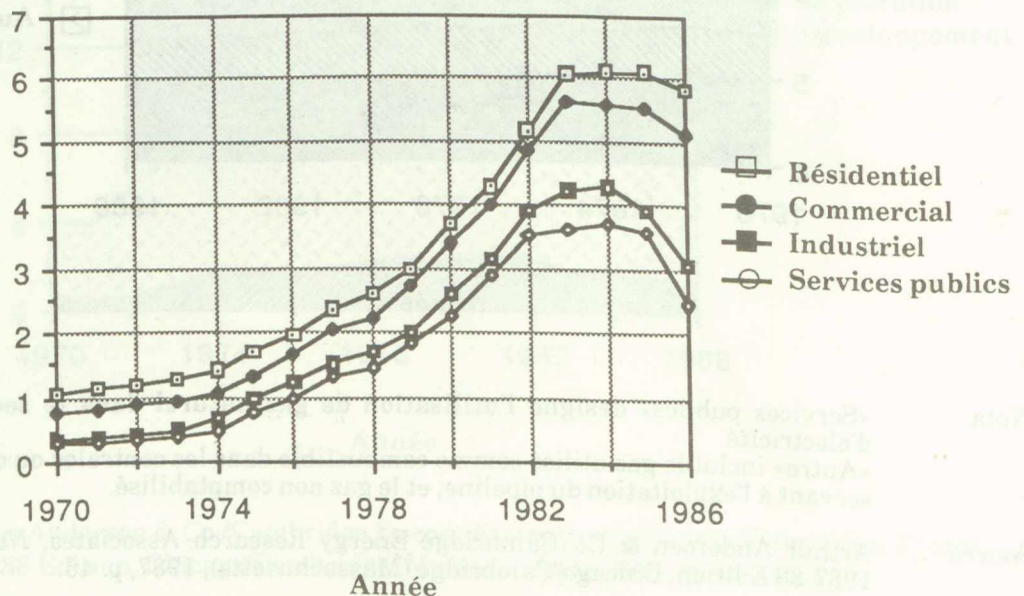
Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 46.

Les statistiques de 1987 indiquent que la demande nationale a beaucoup augmenté, la production des usines de gaz américaines ayant grimpé de près de 8% et la consommation s'élevant à plus de 17 billions de pi³. Ceci est en partie imputable à une augmentation dans l'utilisation du gaz pour la production d'électricité. La capacité de production excédentaire des services publics décroît. Peu désireuses ou incapables d'investir dans des unités nucléaires, ou de grosses installations alimentées au charbon, plusieurs compagnies d'électricité achètent l'énergie des producteurs indépendants qui installent des usines génératrices activées au gaz; initiative encouragée par la *Public Utilities Regulatory Act* (PURPA, 1978). Un nouveau marché s'ouvre ainsi aux exportateurs canadiens -- *Gas Alternative Systems Inc.* des États-Unis a récemment signé un contrat d'achat de 120 milliards de pi³ de gaz, pour une période pouvant aller jusqu'à 20 ans, afin d'alimenter une nouvelle génératrice au gaz, à Syracuse (New-York).

Les prix moyens du gaz pour les secteurs d'utilisation finale ont augmenté de façon constante dans les années 70 et encore plus rapidement jusqu'en 1983, tel qu'illustré dans le diagramme 7. Le prix moyen du gaz d'utilisation finale dans tous les secteurs a atteint son niveau le plus élevé aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) en 1984, soit 4,89 \$ U.S. le millier de pi³. Entre le début de 1984 et la fin de 1986, il a baissé de 13%, mais la baisse a été plus importante dans les secteurs de l'industrie et des services publics (de 27% et de 35%, respectivement) et moins prononcée dans les secteurs résidentiel et commercial (de 5% et de 8%, respectivement). Ainsi, la variation des taux préjudiciable à l'industrie et aux consommateurs d'électricité qui s'était amplifiée dans les années 70 a été

DIAGRAMME 7: Prix moyen du gaz pour les secteurs d'utilisation finale aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii), 1970-1986

\$ US par millier de pi³



Source: Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, 1987-88 Edition, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 50.

partiellement corrigée dans les années 80. À la suite des augmentations des prix du pétrole dans les années 70 et au début des années 80, un grand nombre d'industries et de services publics se sont mis à utiliser deux combustibles de sorte qu'il leur est possible d'utiliser l'une ou l'autre forme d'énergie selon les variations des prix relatifs. Les sociétés de distribution locale ont été forcées d'offrir des prix plus bas à ces catégories d'usagers pour empêcher le recours à d'autres formes d'énergie.

Les consommateurs résidentiels et commerciaux ont toujours payé plus pour le gaz aux États-Unis, surtout à cause du coût du service plus élevé associé au grand nombre et à la consommation individuelle comparativement moins élevée de ces groupes d'usagers.

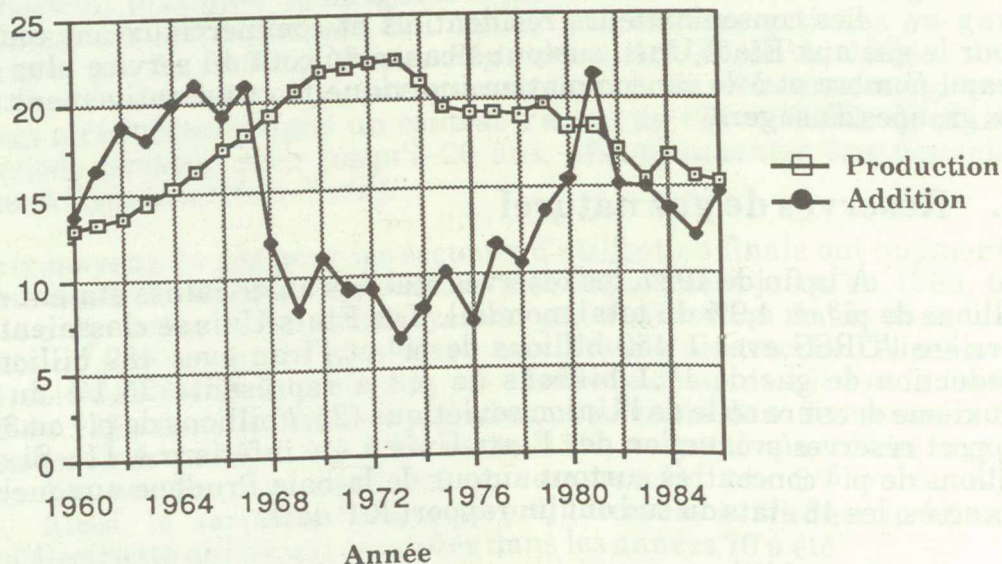
B. Réserves de gaz naturel

À la fin de 1987, les réserves établies américaines étaient estimées à 186,7 billions de pi^3 ou 4,9% du total mondial. Les États-Unis se classaient ainsi troisième derrière l'URSS avec 1 450 billions de pi^3 et l'Iran avec 489 billions de pi^3 . Leur production de gaz de 17,1 billions de pi^3 a représenté 25,1% du total mondial, deuxième derrière celle de l'Union soviétique (25,7 billions de pi^3 ou 37,7%). Ainsi, le rapport réserves/production des États-Unis a été inférieur à 11. Si on exclut les 33 billions de pi^3 concentrés surtout autour de la baie Prudhoe auxquels le marché n'a pas accès, les 48 états du sud ont un rapport R/P de 9.

Les additions aux réserves établies de gaz aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) n'ont excédé la production qu'une ou deux années seulement depuis 1967 (selon les séries de statistiques sur les réserves utilisées). Au cours des années 70, les ajouts aux réserves n'ont représenté que 45% de la production. Depuis la fin des années 70, toutefois, l'industrie pétrolière américaine a presque été en mesure de remplacer le gaz produit, d'une part, parce que la demande a baissé considérablement et, d'autre part, parce que le forage d'exploration et de mise en valeur a atteint des niveaux records en 1981 à la suite de la deuxième crise du pétrole et de l'adoption de la *Natural Gas Policy Act*. Entre 1981 et 1986, l'industrie gazière a remplacé 93% de la production par de nouvelles réserves. Le diagramme 8 illustre la situation depuis 1960.

DIAGRAMME 8: Additions aux réserves prouvées de gaz sec et production aux États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) 1960-1986

Billions de pi³ par année



Nota: «Production» désigne le débit de gaz naturel sec (c'est-à-dire dont les liquides ont été extraits).

«Additions» désigne les ajouts nets aux réserves établies de gaz naturel sec.

Source: American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987-2010*, Arlington (Virginie), octobre 1987, p. 50.

Les réserves de gaz américaines ont diminué de façon spécialement marquée entre 1970 et 1977, période durant laquelle

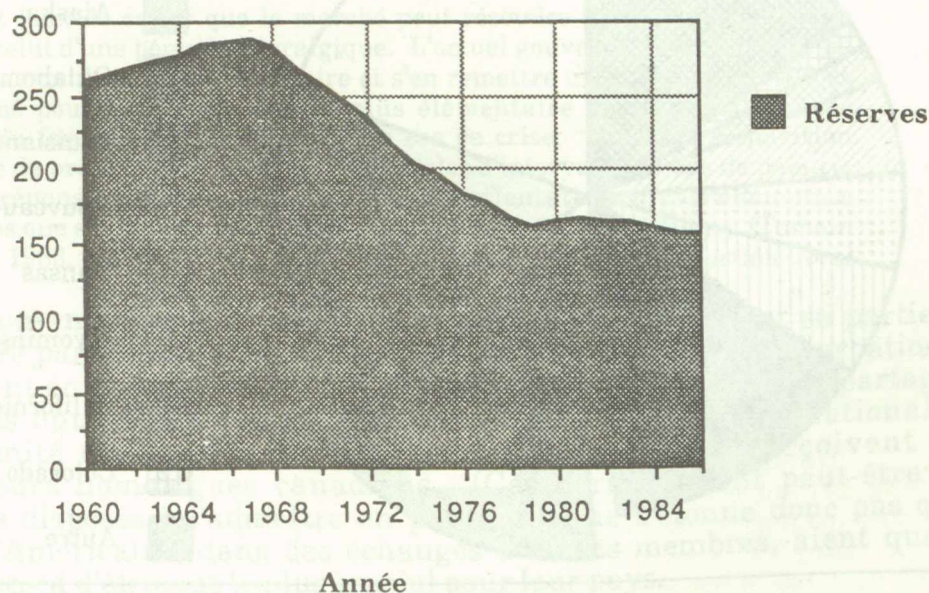
...des prix artificiellement bas à la tête de puits pour le gaz sur le marché interne n'ont guère stimulé ni l'exploration ni la production. L'établissement d'un marché interne fort marqué par des prix élevés non réglementés, auquel il faut ajouter des augmentations des prix réglementés des approvisionnements internes en gaz, a eu pour résultat des additions importantes aux réserves en 1977 et en 1978... L'adoption de la *Natural Gas Policy Act* en 1986, alliée aux augmentations spectaculaires du prix du pétrole à la fin des années 70 et au début des années 80, a entraîné la multiplication des activités d'exploration et de mise en valeur au début des années 80 et des découvertes accrues de réserves de gaz. Des révisions à la hausse et des extensions des réserves existantes qu'il n'aurait pas été rentable d'exploiter aux prix du début des années 70 ont également été la cause d'additions importantes aux réserves. De 1978 au milieu des années 80, ces stimulants économiques et les activités d'exploration et de mise en valeur consécutives ont ralenti considérablement le déclin des réserves, mais les ajouts nets aux réserves ont dépassé la production deux fois seulement au cours de cette période... (*National Gas Trends*, édition 1987-1988, Arthur Anderson & Co., Chicago/Cambridge Energy Research Associates, Cambridge (Massachusetts), 1987, p. 19.)

C'est dans la région du Texas et de la côte du Golfe (notamment au Texas et en Louisiane) que la production de gaz a connu la baisse la plus marquée aux États-Unis. Alors qu'elle était de 11,8 billions de pi³ en 1971 dans cette région des États-Unis, elle est tombée à 5,8 billions de pi³ en 1986, ce qui représente une chute de près de 51%. Cela équivaut à un déclin de 66% des réserves établies dans la région, lesquelles sont passées de 142,9 billions de pi³ en 1970 à 48,5 billions de pi³ seulement, à la fin de 1986. Pour le Texas, la côte du Golfe et le Golfe du Mexique combinés, le rapport réserves/production est de 8,3 seulement. Il est d'environ 9 pour l'ensemble des États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii).

Le diagramme 9 illustre l'évolution des réserves établies de gaz naturel dans ces 48 États. Les réserves ont augmenté durant l'après-guerre pour atteindre un sommet de 289,3 billions de pi³ en 1967. À la fin de 1986, les réserves établies de gaz naturel sec étaient tombées à 158,9 billions de pi³ dans cette région du monde. Il faut ajouter à cela les 32,7 billions de pi³ de réserves établies en Alaska à la fin de 1986. La plus grande partie de ce total pour l'Alaska correspond au chapeau de gaz de Prudhoe Bay qui n'est encore relié à aucun marché.

DIAGRAMME 9: Réserves de gaz naturel des États-Unis (moins l'Alaska et Hawaii) 1960-1986

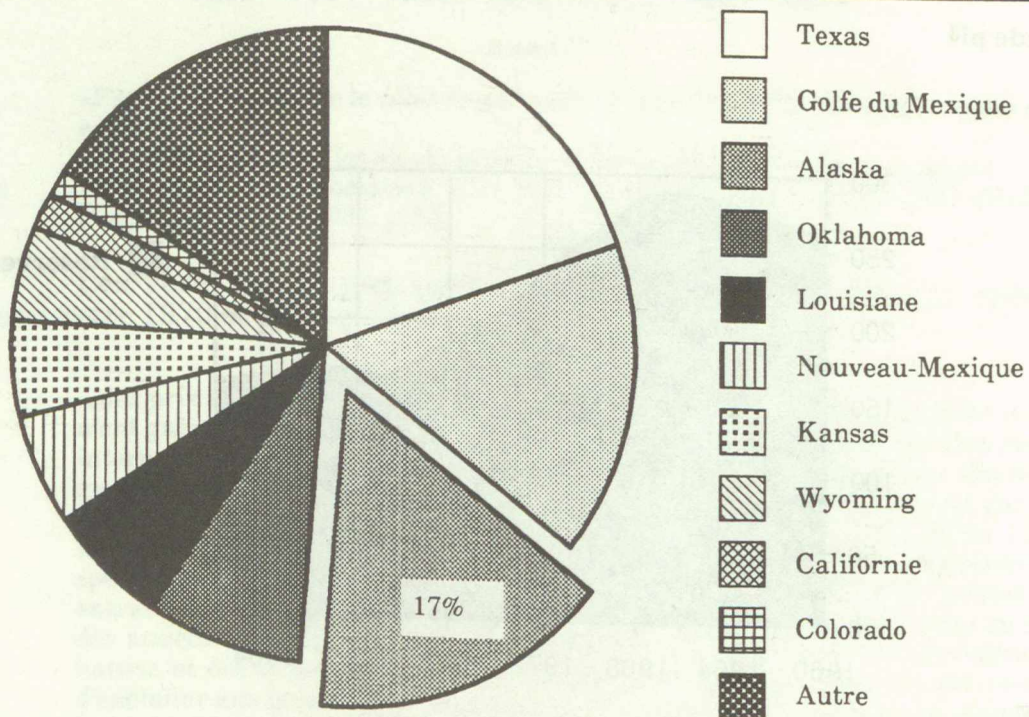
Billions de pi³



Source: American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987-2010*, Arlington (Virginie), octobre 1987, p.50.

Le diagramme 10 donne une ventilation des réserves établies de gaz naturel par État, y compris l'Alaska, à la fin de 1986. La tranche de 17 % qui correspond à la part de l'Alaska est indiquée en retrait puisqu'il n'existe actuellement aucun moyen d'acheminer ce gaz vers le marché. Le U.S. Department of Energy évalue séparément le Golfe du Mexique situé au large du Texas et de la Louisiane. D'après les statistiques du DOE, le Texas continue à détenir la plus grande quantité de réserves établies, évaluée à 40,6 billions de pi³ (21,2% du total des réserves de gaz américaines, l'Alaska y compris). Le Golfe du Mexique vient en deuxième avec 32,9 billions pi³ (17,2% des réserves américaines), suivi de très près par l'Alaska avec 32,7 billions de pi³ (17,1%). Viennent ensuite l'Oklahoma, 16,7 billions de pi³ (8,7%), la Louisiane, 12,9 billions de pi³ (6,7%), le Nouveau-Mexique, 11,8 billions de pi³ (6,2%), le Kansas 10,5 billions de pi³ (5,5%), le Wyoming, 9,8 billions de pi³ (5,1%), la Californie, 3,9 billions de pi³ (2%), et le Colorado, 3 billions de pi³ (1,6%). À la fin de l'année 1986, les réserves établies de gaz pour l'ensemble des 50 États (y compris le Golfe du Mexique) représentent 191,6 billions de pi³.

DIAGRAMME 10: Réserves établies de gaz naturel aux États-Unis par État à la fin de 1986



Source: DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1987*, Dallas, décembre 1987, p.74.

La déréglementation du marché du gaz américain

A. Introduction

Les États-Unis possèdent l'industrie énergétique la plus complexe du monde, dont dépendent près de 250 millions d'habitants. Des intérêts puissants suivent d'ailleurs de près son évolution. Les crises énergétiques des années 70 ont incité les gouvernements Nixon, Ford et Carter à prendre des mesures de réglementation rigoureuses; pour sa part, le gouvernement Reagan a mis autant de diligence à surmonter la «psychose de la pénurie» et à rendre au marché son rôle économique dans la prise des décisions.

Le fait que l'énergie continue d'être réglementée aux États-Unis témoigne néanmoins de la forte dépendance de ce pays à l'égard des importations, problème dont ont pris conscience les consommateurs américains durant les années 70. Bien que cette dépendance ait décliné après l'embargo sur le pétrole arabe et les deux flambées des prix du pétrole, les problèmes découlant d'un manque d'autarcie énergétique n'ont pas disparu pour autant. D'après Tomain et Hollis (1983), ils sont tout simplement «latents» et il suffirait d'une nouvelle crise de l'approvisionnement pour qu'ils refassent surface. Bien que l'on constate aujourd'hui une action simultanée de la part des gouvernements des États-Unis et du Canada en vue de déréglementer les marchés de l'énergie, l'observation qui suit nous semble comporter une bonne dose de vérité:

... Il est faux de croire que le marché peut résoudre tous les problèmes, y compris celui d'une pénurie névralgique. L'actuel gouvernement (Reagan) ne devrait pas tourner le dos à l'histoire et s'en remettre uniquement aux forces du marché pour garantir même la plus élémentaire des justices dans le partage du fardeau et des sacrifices en cas de crise. Ainsi, la disparition graduelle de presque tous les organes capables d'intervenir en cas de pénurie est une réponse simpliste aux questions d'orientation gouvernementale complexes que soulève un domaine d'une importance aussi cruciale... (Tomain et Hollis, 1983, p. xiv)

(traduction libre)

La composante énergétique de l'Accord de libre-échange est en partie une protection imaginée par les pouvoirs publics pour contrer de futures perturbations de l'approvisionnement en énergie, tout comme les dispositions prévoyant le partage du pétrole auxquelles ont adhéré les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie. Le comité estime que les décideurs américains le perçoivent plus clairement que leurs homologues canadiens. (Ces derniers sont peut-être tout simplement moins disposés à l'admettre en public). Il ne s'étonne donc pas qu'un certain nombre d'Américains, dans des échanges avec ses membres, aient qualifié cette partie de l'Accord d'élément le plus crucial pour leur pays.

Dans la présente section du rapport, le comité expose brièvement ses conclusions au sujet de la réglementation s'appliquant au marché du gaz naturel aux États-Unis. On ne saurait y voir plus qu'un instantané d'un système en pleine évolution. Conscients de l'effort majeur et soutenu fait par les États-Unis pour déréglementer leur régime énergétique, nous n'ignorons pas pour autant que le

mouvement du pendule peut s'inverser selon les circonstances. L'Accord de libre-échange a toutefois l'avantage qu'il compliquerait sans doute la tâche des gouvernements ultérieurs des deux pays qui voudraient revenir sur l'engagement de déréglementer les marchés de l'énergie.

B. La voie de la déréglementation

La *Federal Power Commission* (FPC) des États-Unis a été le précurseur des organismes qui sont aujourd'hui au coeur de l'activité de réglementation du secteur américain de l'énergie. Au moment de sa création, en 1920, le mandat de la FPC ne visait que l'aménagement hydro-électrique des cours d'eau navigables. Ce mandat a toutefois évolué sous Roosevelt, qui préconisait une «Nouvelle donne» pour éliminer les ratés de l'économie américaine. Cette période a été marquée par une multiplication des organismes fédéraux, perçus comme des instruments efficaces de réglementation économique, et par l'accroissement de leurs pouvoirs. D'après Tomain et Hollis, on attribuait trois grandes caractéristiques à ces organismes de la Nouvelle donne.

Premièrement, les organismes administratifs fédéraux étaient des créations du Congrès chargées d'appliquer des lois et des règlements complexes. Compte tenu de l'incapacité du Congrès de saisir toutes les subtilités et complexités de la réglementation d'entreprises monopolistiques, ces organismes devaient acquérir la compétence voulue. Deuxièmement, leurs dirigeants étaient nommés, non pas élus; on croyait en effet que cette absence de responsabilité politique directe les mettrait à l'abri des compromis imputables aux pressions politiques. Enfin, des limites étaient fixées à l'examen judiciaire des décisions de ces organismes -- les tribunaux ne devaient intervenir que si ces derniers semblaient dans l'arbitraire ou le caprice.

C'est ainsi que la *Federal Power Commission* s'est transformée en organisme habilité à fixer les taux de calcul des prix en gros de l'électricité et du gaz naturel vendus ou transportés d'un État à l'autre. La FPC est donc devenue le premier organisme de réglementation de l'énergie. La *National Gas Act* (NGA) adoptée en 1938, lui a ensuite conféré des pouvoirs élargis à ce chapitre. La FPC pouvait désormais fixer les prix du gaz naturel échangé entre États, alors que les gouvernements des États se limitaient à tarifier le gaz naturel vendu sur leur territoire. Dans les faits, cette répartition des pouvoirs a créé deux marchés et ouvert la porte à des problèmes ultérieurs de disparité, quant au prix du gaz et aux volumes disponibles.

En 1954, la FPC a obtenu un nouveau pouvoir de tarification d'envergure: jusque là, selon l'interprétation qu'elle en faisait, la NGA excluait les prix à la tête du puits des producteurs indépendants. En 1954, la Cour suprême des États-Unis statuait, dans l'affaire *Phillips Petroleum Co. v. Wisconsin* que la FPC avait droit de regard sur les prix des producteurs indépendants lorsque ceux-ci faisaient le commerce interétatique de biens et services. Étant donné le très grand nombre de décisions tarifaires qu'elle était désormais appelée à rendre, la FPC a commencé par fixer des tarifs de groupes selon la région; ce n'est que vers le milieu des années 70 qu'elle uniformisera sa réglementation à l'échelle nationale, en ce qui concerne les producteurs indépendants.

Avant 1973, année de l'embargo pétrolier et de la flambée des prix, la plupart des décisions d'ordre énergétique étaient prises par les autorités des États: l'établissement des tarifs relevait des régies des services publics et, parallèlement, on mettait en oeuvre des programmes de rationalisation de la production afin d'économiser les ressources. Au niveau fédéral, en l'absence d'impératifs dictant l'élaboration d'une politique concertée, l'anarchie la plus totale régnait, tant sur le plan des orientations que de la réglementation.

Dans la foulée de l'embargo pétrolier, les autorités ont tenté de mettre fin à l'éparpillement des pouvoirs en créant le *Department of Energy* (DOE) en vertu de la *Department of Energy Organization Act* de 1977. Bien qu'on ait ainsi réduit le nombre des intervenants dans le secteur de l'énergie, ils ne se sont pas tous retrouvés sous un même toit. Le DOE a pris en charge presque tous les pouvoirs de la *Federal Energy Administration*, de la *Energy Research and Development Administration* et de la *Federal Power Commission*. Il a également assumé certains pouvoirs jusque là exercés par le *Department of the Interior*, le *Department of Housing and Urban Development*, le *Department of Commerce*, la *U.S. Navy* et la *Interstate Commerce Commission*.

En dépit de cet amalgame, d'autres entités puissantes ont continué de participer à l'élaboration de la politique énergétique et à la réglementation de ce secteur aux États-Unis. Le *Environmental Protection Agency* (EPA), la *Nuclear Regulatory Commission*, le *Department of the Interior* et le *State Department* sont tous très influents à cet égard.

Au sein même du département de l'Énergie, plusieurs organismes distincts ont été créés à des fins précises, dont trois -- la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), la *Economic Regulatory Administration* (ERA) et la *Energy Information Administration* (EIA) - nous intéressent particulièrement. La *Federal Energy Regulatory Commission* a repris l'essentiel des responsabilités de l'ancienne FPC et gagné de nouveaux champs de compétence. La FERC assume aussi bon nombre des responsabilités conférées par la *Natural Gas Act* (NGA, 1938), la *Natural Gas Policy Act* (NGPA, 1978), la *Federal Power Act* et la *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA, 1978). Elle dispose de très vastes pouvoirs de réglementation des tarifs dans le domaine du transport par oléoduc depuis que la *Interstate Commerce Act* relève du DOE plutôt que de la *Interstate Commerce Commission*. De plus, la FERC peut, jusqu'à un certain point, influencer sur la réglementation des prix du pétrole en vertu de la *Emergency Petroleum Allocation Act* de 1973, étant donné qu'elle peut en appeler des ordonnances rendues par le DOE. La *Economic Regulatory Administration* a le pouvoir résiduel de gérer des programmes n'entrant pas en conflit avec ceux de la FERC; elle est entre autres habilitée à autoriser les importations et les exportations de gaz naturel. Quant à la *Energy Information Administration*, elle a pour mandat de réunir des données sur l'énergie pour le compte du DOE, de même que l'information requise par la *Energy Supply and Environmental Coordination Act* de 1974 et par la *Federal Energy Administration Act* de 1974.

L'extrait qui suit saisit bien l'essence des rapports inhabituels qui existent entre la FERC et le DOE.

Au sein même du DOE, organe de l'appareil exécutif, d'importants pouvoirs sont délégués au Cabinet du secrétaire et aux services d'exécution qui en

relèvent. Simultanément, le DOE coiffe un organisme de réglementation indépendant. À l'origine, le gouvernement Carter projetait d'abolir la FPC et de la remplacer par une commission tripartite dont les décisions pourraient être revues par le Secrétaire à l'Énergie. Le Congrès, réfractaire à cette proposition, a créé la FERC, en quelque sorte le «rejeton de la FPC», lui conservant son pouvoir de décision finale. Ce partage des pouvoirs auquel a finalement abouti le Congrès signifiait que les responsabilités décisionnelles (selon la ressource en cause) étaient également partagées. Par exemple, la FERC conservait le pouvoir fondamental de tarification du gaz naturel à la tête du puits et de son transport par pipeline, tandis que le Secrétaire à l'Énergie veillait aux prix et à la répartition du pétrole brut. La FERC est habilitée à dresser des plans de réduction de la demande de gaz naturel propres à chaque pipeline, mais c'est le Secrétaire à l'Énergie qui fixe les priorités nationales. Fait encore plus curieux, le Congrès a conféré à la FERC un droit de regard sur certaines décisions du Secrétaire concernant la tarification et la répartition du pétrole et des produits pétroliers. Ni la FPC ni la FERC n'auraient le pouvoir de prendre ou d'appliquer des règlements dans le domaine de la Tarification pétrolière, et, pourtant, la FERC a été désignée pour entendre les appels relatifs aux décisions du Secrétaire à l'Énergie dans ce domaine. Quant aux décisions de la FERC, elles sont définitives et ne peuvent être soumises qu'aux tribunaux; le Secrétaire ne peut intervenir comme l'avait initialement envisagé le gouvernement Carter. Non seulement la FERC a-t-elle conservé son indépendance, mais elle a aussi acquis un droit de veto sur les mesures prises par le Secrétaire qui pourraient avoir une influence marquée sur toute fonction relevant de sa compétence. . . (Tomain et Hollis, 1983 p. 27-28) (traduction libre)

On ferait donc certainement erreur en considérant la FERC comme le simple pendant américain de l'Office national de l'énergie du Canada. Bien que l'on puisse dresser des parallèles entre leurs pouvoirs de réglementation respectifs, ceux de la FERC sont beaucoup plus étendus et son degré d'indépendance est différent.

C. Décisions de la FERC

La FERC a rendu une multitude de décisions visant à déréglementer certains aspects des marchés énergétiques américains. Étant donné le fort volume du commerce de l'énergie entre le Canada et les États-Unis, dont celui du gaz naturel n'est pas le moindre, les décisions de la FERC ont d'énormes conséquences sur les exportations canadiennes d'énergie. Dans la présente section, le comité fait ressortir certaines initiatives de la FERC qui ont influé sur le commerce du gaz naturel.

1. Ordonnance n° 256

La FERC ne s'est jamais attiré autant de protestations du Canada que lorsqu'elle a rendu l'ordonnance n° 256 concernant la facturation du plein coût du gaz canadien. Cette décision a fait suite à une demande de révision des taux de la *Natural Gas Pipeline Company of America*, qui cherchait à récupérer, dans ses tarifs, le coût du gaz canadien importé.

Dans l'ordonnance n° 256 délivrée le 8 décembre 1986, la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis s'est pour la première fois arrêtée à la valeur intrinsèque de la double structure tarifaire prévue pour le gaz importé. Sans rejeter le

principe de la récupération des coûts, la Commission a refusé l'intégration du coût du gaz naturel canadien tel que facturé dans les tarifs exigés du consommateur, en interdisant certains frais liés à la demande. La décision portait sur du gaz albertain acheté par la *Natural Gas Pipeline Company of America* de *ProGas Limited* et de la *Great Lakes Transmission Company*. Dans l'ordonnance n° 256, la Commission renversait une première décision d'un juge de droit administratif de la FERC qui, le 21 mai 1986, autorisait la société Natural à récupérer le plein coût du gaz canadien en l'intégrant à son double barème de taux.

Depuis deux ans déjà, les exportateurs de gaz canadiens et les importateurs américains renégociaient leurs contrats internationaux de manière à changer les dispositions relatives à la méthode de récupération des coûts. Les frais liés au produit qui, auparavant, étaient calculés d'un seul coup avaient été remplacés par un barème tarifaire à deux volets: les frais liés à la demande et les frais liés au produit. Pour ce qui est des marchés passés par la société Natural avec ProGas et la Great Lakes, les frais liés à la demande devaient refléter le coût fixe des installations et n'être relevés que si ce coût variait; les frais liés au produit devaient être rajustés trimestriellement, selon l'évolution du coût composite d'acquisition de pétrole brut des raffineurs américains.

La FERC a admis la nécessité d'un barème de taux à deux volets et l'impossibilité dans laquelle elle se trouvait de modifier inutilement un barème librement négocié dans les contrats. Cependant, elle soutenait avoir le pouvoir d'évaluer la méthode de calcul des taux particuliers ainsi que de déterminer ce qui constituait des frais raisonnables. Elle a rejeté les frais qu'avancait la Natural -- les jugeant «injustes et déraisonnables» -- et a ordonné qu'ils soient sensiblement réduits. Dans sa décision, elle a déclaré:

... rien ne justifie que les distributeurs et consommateurs américains aient à garantir aux transporteurs canadiens la récupération des coûts fixes de transport du gaz canadien. Nous ne pouvons modifier les contrats passés par la Natural avec ses fournisseurs. Par contre, nous pouvons changer les frais liés à la demande exigés par la Natural afin de nous assurer qu'une certaine partie des frais fixes de transport au Canada ne sont pas forcément à la charge des distributeurs et des consommateurs américains. Par conséquent, nous exigerons que la Natural modifie ses frais liés à la demande de façon à en exclure tous les frais fixes associés au rendement réalisé sur les actions et aux taxes connexes... (FERC, 1986, p. 20) (traduction libre)

En fait, par cette décision, la FERC obligeait le transfert dans les frais liés au produit de certaines charges auparavant incluses dans les frais liés à la demande. Le coût marginal du gaz canadien a donc grimpé, causant une érosion des marchés d'exportation aux États-Unis. En vertu du régime d'établissement des prix selon les rentrées nettes s'appliquant actuellement au gaz exporté, la décision de la FERC comporte de lourdes conséquences financières pour les producteurs de gaz canadiens.

La *Department of Energy Organization Act* a cédé au DOE le pouvoir d'approuver les importations et les exportations de gaz naturel auparavant conféré à la *Federal Power Commission*. Par contre, les pouvoirs relatifs au tracé, à la construction et à l'exploitation d'installations pipelinières et à l'examen des taux proposés pour le transport et la vente interétatiques de gaz sont passés de la EPC à la FERC. En 1984, le Secrétaire à l'Énergie a exercé le pouvoir dont il est investi aux termes de la *Natural Gas Act* pour déléguer la responsabilité de régler les

importations et les exportations de gaz à l'administrateur de la *Economic Regulatory Administration* (ERA).

Celui-ci devenait le seul à pouvoir examiner les contrats internationaux de gaz et à autoriser les importations. Une fois que l'ERA a approuvé un contrat d'importation, la FERC ne peut contrecarrer cette décision. L'ERA a approuvé en principe le double barème de taux prévu dans les marchés passés par la *Natural Gas Pipeline Company of America* avec ProGas et Great Lakes. Néanmoins, il est du ressort de la FERC d'en approuver des éléments de coût précis.

Le Secrétaire américain à l'Énergie s'est prononcé sur la question des coûts répercutés tels que facturés en novembre 1985:

Le département (de l'Énergie) maintient qu'on ne devrait faire aucune distinction, sur le plan de la réglementation, entre les approvisionnements en gaz intérieurs et importés. Si le principe de la facturation du plein coût doit être maintenu comme il est énoncé dans l'avis donné par la Commission, il devrait aussi s'appliquer aux importations de gaz. Le département est d'avis que le double barème de taux utilisé dans ces nouveaux contrats d'importation s'apparente beaucoup à celui qui est admis pour calculer les tarifs intérieurs (et qui admet le coût du transport sur les longues distances). Nous ne voyons pas pourquoi il faudrait refuser aux importateurs de gaz le traitement dont bénéficient les pipelinières américaines. Si la façon dont sont ventilés les coûts du gaz importé entre la demande et le produit inquiète la Commission, celle-ci a toute l'autorité voulue pour intervenir. Cependant, tant et aussi longtemps que les contrats internationaux librement négociés entre parties commerciales sont raisonnables et approuvés par la *Economic Regulatory Administration*, nous ne voyons pas pourquoi les autorités de réglementation se mêleraient de questions contractuelles privées. (FERC, 1986, p. 14) (*traduction libre*)

D'après la FERC, cet énoncé de politique signifie que «notre préoccupation première est, tel que l'a précisé le Secrétaire, de veiller à ce que le gaz importé soit assimilé au gaz intérieur aux fins de la réglementation».

La *Natural Gas Pipeline Company of America* achète son gaz de ProGas, courtier de gaz canadien, et de la *Great Lakes Transmission Company*. ProGas fait l'expédition de l'Alberta jusqu'à la frontière américaine, via deux gazoducs canadiens: celui de NOVA et celui de la *Foothills Pipelines Limited*. La *Great Lakes*, elle, achète pour ensuite revendre à la *Natural*, du gaz de *TransCanada Pipelines Limited*, qui l'achemine de l'Alberta jusqu'à la frontière canado-américaine dans ses propres installations et dans celles de NOVA.

Le 25 mars 1985, la *Natural* a déposé de nouveaux tarifs auprès de la FERC afin de tenir compte de ses nouveaux contrats d'achat de gaz naturel canadien, en se servant du nouveau barème. Cette demande a été étudiée par un juge de droit administratif de la FERC, dont la fonction est de tenir des audiences et de rédiger des décisions préliminaires qui sont ensuite revues par les commissaires de la FERC. Le 21 mai 1986, le juge s'est prononcé, autorisant la *Natural* à récupérer le coût du gaz canadien tel que facturé.

Les frais liés à la demande appliqués par ProGas et par la TCPL ont été négociés avec la *Natural*. Ainsi, ceux de ProGas ont été fixés à 50 cents le millier de

pi³ par jour et ceux de la TCPL, à 50 cents le million de BTU (British Thermal Units) par jour, ce qui revient plus ou moins à la même chose.

Le juge de droit administratif a rejeté les arguments des parties opposées à la demande de la Natural. Ces intervenants prétendaient que la composante demande de la Natural, de 50 cents le millier de pi³ ou le million de BTU, comprenait des coûts variables et que les frais liés au volume de NOVA (qui comprennent aussi les frais fixes de collecte et de production) devraient être inclus dans la composante produit, plutôt que dans la composante demande; que les coûts canadiens de la Natural n'étaient pas répartis selon les mêmes principes que ceux qui s'appliquaient aux pipelines américains dans les transactions intérieures, avantageant injustement les exportateurs canadiens; qu'en répercutant des coûts trop élevés, le risque commercial normalement assumé par la Natural et par les producteurs canadiens est imposé aux clients de la Natural; que le principe de la facturation du plein coût s'applique uniquement si la Commission a approuvé la méthode de catégorisation, de répercussion et de tarification des coûts en amont; et que l'inclusion, par la Foothills, de tous ses frais fixes, y compris d'un taux de rendement du capital et des taxes connexes, dans les frais liés à la demande, est carrément contraire au barème modifié de taux variables et fixes de la FERC.

Le juge de droit administratif a plutôt décidé que les clients de la Natural étaient avantagés par les contrats renégociés, lesquels avaient abaissé le prix du gaz canadien; que le coût qu'ils devaient dorénavant assumer était faible; que la facturation du plein coût du gaz canadien appuyait la politique d'importation du département de l'Énergie, favorable au Canada; que la plupart des coûts du gaz canadien inclus dans les frais liés à la demande étaient, en fait, des coûts fixes; et que les frais de transport de NOVA étaient inclus à bon droit dans les frais liés à la demande, même si NOVA exige un taux selon le volume ou un droit dit «timbre-poste».

Partant du principe que les fournisseurs canadiens et américains devraient rivaliser sur les marchés américains, c'est-à-dire être soumis aux mêmes règles du jeu, et que la Commission a le pouvoir de déterminer si les frais liés à la demande de la Natural sont raisonnables ou non, la FERC a conclu qu'elle ne pouvait accepter la décision du juge de droit administratif. Elle a fait observer que les frais liés à la demande de la Natural sont le fruit de négociations, non pas d'un calcul normal. La Commission a en outre fait remarquer que ProGas et la TCPL incluaient tous les coûts fixes dans les frais liés à la demande -- en somme, selon le barème courant de taux variables et fixes -- geste injustifié puisque «il n'existe aucune raison économique de garantir des profits aux pipelinières lorsque les ventes ne se réalisent pas». Par conséquent, la FERC a obligé la Natural à modifier ses frais liés à la demande en excluant tous les coûts fixes associés au taux du rendement réalisé sur les actions et aux taxes connexes. La Natural a eu le choix soit de les soustraire de ses frais liés à la demande soit de recalculer les frais liés à la demande en utilisant le barème modifié de taux variables et fixes, comme le font les fournisseurs américains.

La FERC a conclu: «Nous nous rendons compte que nous avons considérablement abaissé les frais liés à la demande de la Natural, auparavant de 50 cents le million de BTU, qu'elle est obligée de verser à la TransCanada et à ProGas. Nous l'avons fait dans l'exercice du mandat qui nous est conféré par la *Natural Gas Act* afin de nous assurer que les approvisionnements canadiens et intérieurs en gaz sont traités sur un même pied, de sorte que les taux de transport pipelinier soient

justes et raisonnables et que le consommateur n'ait pas à payer des tarifs injustes excessifs.» La FERC n'a pas donné d'effet rétroactif à cette décision.

Le gouvernement du Canada a fait savoir au gouvernement des États-Unis qu'il ne cherchera pas à faire casser cette ordonnance de la FERC si l'Accord de libre-échange entre en vigueur.

2. Ordonnance n° 436/500

La déréglementation partielle du prix du gaz naturel à la tête du puits aux États-Unis a incité la FERC à faire enquête afin de déterminer quels changements il convenait d'apporter à la réglementation pour la faire correspondre au nouveau contexte commercial. Le 30 mai 1985, la FERC a proposé, dans un avis de projet de décision, des changements à la réglementation des gazoducs. Plusieurs centaines de parties lui ont fait part de leurs observations, et la Commission en a tenu compte dans sa décision finale. Le résultat, l'ordonnance 436 de la FERC, délivrée le 9 octobre 1985, est un document long et compliqué.

La FERC y déclare, entre autres, que les changements survenus au fil des ans dans l'industrie du gaz naturel exigent des modifications de fond à la réglementation afin «... de se conformer aux dispositions de la *Natural Gas Act*, de la *National Policy Act* de 1978 et de la décision du tribunal rendue dans l'affaire *Maryland Peoples's Counsel v. FERC* ...».

La décision n° 436 se divise en quatre parties: la partie A traite du transport par pipeline, la partie B, des paiements obligatoires, la partie C, d'une procédure facultative d'audiences accélérée, et la partie D, de la facturation selon le type de contrat. Côté transport, un programme simplifié de libre accès a été mis en place, les tarifs prévus pour ce service étant établis selon les volumes, rajustables à la baisse et représentatifs du coût du service, variables de livraison incluses. Les clients des pipelinières pouvaient, à certaines conditions, modifier les accords existants afin de réduire leur demande contractuelle de service garanti. Ces clients ne pouvaient exercer cette option que si le gazoduc effectuait du transport de gaz pour des tiers. Les pipelinières pouvaient exiger des frais de réservation pour garantir le service de transport.

Les dispositions relatives au transport de la décision n° 436 devaient, en règle générale, prendre effet le 1^{er} novembre 1985, exclusion faite de certaines dispositions maintenues. Les sociétés pipelinières n'ont été assujetties à aucun échéancier pour s'y conformer. Les clients achetant un service garanti désireux d'exercer leur option conditionnelle de réduire leurs allocations ou de les convertir (ce qui s'applique uniquement lorsque la pipelinière a décidé d'offrir du transport à des tiers) devaient donner le premier avis au plus tard le 1^{er} février 1986 pour pouvoir modifier le service au 1^{er} septembre 1986. Cette option conditionnelle pouvait toucher jusqu'à 25 p. 100 des ventes garanties durant la première année. Par contre, elle ne peut s'exercer qu'une fois par année, moyennant un préavis de 150 jours.

En conformité des dispositions relatives aux paiements obligatoires, durant une période transitoire limitée, une présomption de prudence réfutable aurait été établie à l'égard de certaines paiements précis effectués par les pipelinières en vue

de se dégager de tout paiement minimal futur ou de toute obligation d'achat prévue dans certains contrats. N'auraient pu se prévaloir de cette présomption que les pipelinières disposées à offrir un accès non discriminatoire à son réseau de transport; les acheteurs - ayant signé des contrats fermes auraient ainsi l'occasion de réduire leurs demandes contractuelles.

Une procédure facultative d'accélération de la délivrance des permis a été proposée à l'intention de ceux qui désirent offrir de nouveaux services, construire des installations et diversifier l'exploitation de pipelines. Ils doivent être disposés à assumer le risque de ces nouvelles entreprises en consentant à des conditions particulières. Ainsi, des permis rivaux peuvent être délivrés. L'autorisation d'interrompre le service serait consentie au préalable à la pipelinière, sous certaines réserves, et prendrait effet à l'expiration des contrats en jeu, à condition que le client se soit trouvé un autre fournisseur.

Les pipelinières cherchant à reporter sur des tiers une certaine part du risque de leur entreprise doivent s'en remettre à la procédure normale, de manière à s'assurer que le risque imposé involontairement à autrui est bel et bien dicté par des impératifs de commodité et de nécessité publiques.

Enfin, pour ce qui est des dispositions relatives à la facturation par type de contrat, un tarif à trois composantes a été prévu pour le gaz vendu par les pipelinières, afin de maintenir les avantages de l'«ancien» gaz pour les clients du service garanti et «d'atténuer les entraves à la concurrence découlant des effets durables des contrôles exercés sur les prix à la tête du puits». La première catégorie comprend le gaz acheté en vertu des contrats existants; la seconde, le gaz acheté en vertu de tous les autres. Tous les coûts associés à l'achat de gaz, mais non pas représentés par du gaz, devaient être facturés séparément et répartis entre les deux catégories. L'entrée en vigueur graduelle de la facturation par type de contrat devait commencer à l'été de 1986.

L'ordonnance 436 a toutefois été contestée devant les tribunaux. Le 23 juin 1987, la Cour d'appel des États-Unis pour le District of Columbia a rendu sa décision dans la cause de l'Associated Gas Distributors contre la FERC. Même si la Cour a en général retenu l'esprit de l'ordonnance, elle a trouvé des failles dans certains de ses éléments. La Cour s'est notamment inquiétée du fait que la question des paiements obligatoires n'avait pas été pleinement débattue. Elle a aussi voulu savoir comment il a été possible de soustraire pendant 10 ans, sous prétexte de précédents, certains certificats de la FERC sans contrevenir à la directive du Congrès visant à prévenir toute discrimination indue. La Cour a annulé l'ordonnance 436 et a ajourné la question. Il en est résulté un règlement provisoire, l'ordonnance 500 de la FERC, qui a été adopté le 7 août 1987.

Dans l'ordonnance 500, la Commission a cherché à prendre une série de mesures interreliées pour atténuer le problème des paiements obligatoires. L'initiative la plus controversée a été un nouveau mécanisme de crédit pour les paiements obligatoires que la FERC a décrit dans les termes suivants.

Pour permettre aux pipelineurs qui effectuent du transport en vertu de ce règlement de diminuer leur responsabilité de paiements obligatoires en vertu de contrats existants, un producteur qui cherche à faire transporter du gaz doit offrir des crédits en échange de la responsabilité du pipelineur. Le crédit

consiste à traiter des volumes de gaz transportés comme si le pipelineur achetait le gaz du producteur selon les termes de contrats à paiements obligatoires antérieurs au 23 juin 1987, à quelques exceptions près. Le pipelineur peut utiliser le crédit comme si les volumes de gaz étaient achetés pendant l'année contractuelle où le gaz est transporté ou le reporter sur toute autre année civile antérieure, commençant le ou après le 1er janvier 1986, pendant laquelle le pipelineur a transporté du gaz en vertu de ce règlement. L'obligation faite aux producteurs d'offrir de tels crédits permet aux pipelineurs qui effectuent du transport en vertu de la partie 284 du règlement de la Commission de limiter leur responsabilité de paiements obligatoires, et souvent de la réduire lorsqu'elle s'est accrue antérieurement, en vertu de contrats d'achat de gaz non rentables. Lorsque les ventes du pipelineur sont déplacées à cause du transport, la responsabilité de paiements obligatoires, engagée à cause de la perte de la vente, est en général compensée par le crédit. (FERC, 1987, p. 15)

Si les producteurs de gaz américains avaient en général bien accueilli l'ordonnance 436, ils ont été excédés par le mécanisme de crédit proposé dans l'ordonnance 500 qui, selon eux, avantage nettement les sociétés de transport par pipeline. Le comité a appris, au cours de sa visite de mai 1988 à Washington, que la FERC tentait toujours d'en arriver à un règlement permanent pour remplacer l'ordonnance 500 qui est provisoire. La FERC envisagerait d'étendre la compensation des paiements obligatoires aux seuls pipelines qui sont libres d'accès. (En vertu du règlement de la FERC, le transport de gaz par un tiers est facultatif, et certains pipelineurs américains ont refusé de donner libre accès à leurs réseaux.) Certains observateurs de l'industrie pensent que la version finale de l'ordonnance 500 sera également contestée devant les tribunaux.

Le commerce du gaz naturel entre le Canada et les États-Unis

A. Le développement du commerce du gaz entre le Canada et les États-Unis

La vente de gaz canadien sur le marché américain a connu un essor spectaculaire depuis les années 60. Certaines années, les ventes à l'exportation de gaz marchand ont représenté 40% de la production nationale; on conçoit alors aisément l'importance que revêtent les ventes aux États-Unis pour l'expansion de l'industrie canadienne du gaz naturel. Ces dernières années, les importations de gaz canadien ont généralement satisfait environ 5% de la demande intérieure américaine.

C'est en 1972 que les exportations de gaz ont, pour la première fois, dépassé le billion de pi³, avant de culminer à 1,03 billion de pi³ en 1973. Les ventes ont continué d'osciller entre 0,9 et 1 billion de pi³ jusqu'à la fin des années 70, franchissant à nouveau la barre du billion de pi³ en 1979. Au début des années 80, les exportations de gaz ont accusé une baisse lorsque le prix réglementé du gaz naturel canadien a commencé à être déphasé par rapport aux prix du marché américain et que la demande américaine a chuté brusquement. De 1980 à 1984, les volumes d'exportation annuels ont représenté entre 0,71 et 0,80 billion de pi³. Quoi qu'il en soit, ces exportations ont rapporté, en moyenne, plus de 4 milliards de dollars par année durant cette période.

Les exportations ont remonté à 0,92 billion de pi³ en 1985, avant de redescendre en 1986 lorsque le prix du pétrole a dégringolé, incitant de nombreux utilisateurs américains des services publics et de l'industrie à délaisser le gaz au profit du pétrole. Durant l'hiver 1987-1988, les exportations de gaz ont grimpé à nouveau, les prix canadiens étant devenus plus concurrentiels. D'après les statistiques fournies par EMR, l'offre intérieure de gaz naturel au Canada (y compris la consommation des producteurs) en 1987 a été de 3,14 billions de pi³; la production de gaz marchand (excluant la consommation des producteurs) a été de 2,77 billions de pi³; et les exportations ont été de 0,99 billion de pi³. Ces chiffres indiquent que le Canada a exporté près de 36% de sa production de gaz marchand en moyenne en 1987. Le tableau 3 montre les exportations de gaz canadien acheminées par pipeline aux États-Unis depuis 1970.

En janvier 1988, les livraisons mensuelles de gaz aux États-Unis ont atteint le sommet inégalé de 132,9 milliards de pieds cubes. À ce rythme, sur une base annuelle, les livraisons seraient de 1,6 billion de pieds cubes et voisines donc de la capacité d'exportation nominale maximale d'environ 1,8 billion de pieds cubes du réseau de pipelines. Le prix moyen de l'unité de gaz expédié a été de 2,415 dollars canadiens, et la valeur du volume total des exportations en janvier fut de 263 millions de dollars canadiens. C'est l'Alberta and *Southern* qui a le plus exporté au cours du premier trimestre de 1988: elle avait expédié 104,3 milliards de pieds cubes de gaz à la fin de mars. Le Pan-Alberta vient bon deuxième (91,5 milliards de pieds cubes).

Les exportations canadiennes totales de gaz de la période janvier-mars 1988 sont en hausse de 33% comparativement à celles de la même période l'an dernier.

Les recettes ne se sont toutefois accrues que de 23%, le prix du gaz naturel aux États-Unis poursuit sa glissade, et les observateurs de l'industrie s'attendent que le prix faiblira encore cet été.

Ces dernières années, les consommateurs de gaz américains en sont venus à dépendre des producteurs canadiens pour environ 5% de leurs approvisionnements en gaz, quoique dans certaines régions des États-Unis, les importations de gaz occupent une place encore plus importante. Le gaz canadien est envoyé aux États-Unis à partir de quatre principaux points d'exportation qui, ensemble, représentent 92% de la capacité d'exportation totale, et à partir de 6 points moins importants, qui représentent les 8% restants. Le tableau 4 montre ces points d'exportation ainsi que la capacité d'exportation exprimée en millions de pieds cubes par jour.

La capacité totale d'exportation par pipeline est de 5 021 millions de pi³ par jour, ce qui correspond, en principe, à une capacité de transport annuelle de 1,83 billion de pi³. En fait, à cause des engorgements, des fluctuations saisonnières et d'autres facteurs, on commence à ressentir les limites de la capacité de transport lorsque le volume d'exportation de gaz canadien se situe autour de 1,2 ou 1,3 billion de pi³ par année.

Tableau 3: Exportations de gaz naturel acheminées par pipeline aux États-Unis, de 1970 à 1987

Année	Volume (en billions de pi ³)	Prix moyen (en \$ Cdn/millions de B.T.U.)	Recettes totales (en millions de \$ Cdn)
1970	0.768	0.268	206
1971	0.903	0.278	251
1972	1.007	0.305	307
1973	1.031	0.340	351
1974	0.961	0.514	494
1975	0.949	1.151	1 092
1976	0.954	1.694	1 616
1977	0.995	2.040	2 028
1978	0.883	2.480	2 190
1979	1.001	2.904	2 889
1980	0.796	4.912	3 984
1981	0.762	5.705	4 370
1982	0.784	6.104	4 755
1983	0.712	5.598	3 958
1984	0.755	5.230	3 886
1985	0.923	4.353	4 018
1985	0.741	3.383	2 507
1986	0.990	2.600	2 574

Source: Mathias Schwarz, directeur, département de l'exportation de gaz, division du gaz naturel, Énergie, mines et ressources, Ottawa, le 3 juin 1988.

Les exportations de gaz naturel aux États-Unis sont un élément clé de l'ensemble du commerce de marchandises du Canada, et la deuxième composante en importance de notre commerce énergétique avec les États-Unis. Mesurée en dollars courants, la valeur de ces exportations de gaz a atteint 4,76 milliards de dollars en 1982, sur des exportations énergétiques totales aux États-Unis évaluées à 11,69 milliards de dollars. En dépit de la baisse récente des prix du gaz, les recettes provenant des exportations de gaz aux États-Unis ont représenté 2,57 milliards de dollars en 1987.

L'opinion générale aux États-Unis veut que le Canada vendra davantage de gaz naturel dans le futur. Le marché américain a acheté près d'un billion de pi3 de gaz canadien en 1987, et divers observateurs américains prévoient que les importations canadiennes varieront entre 1,2 et 2,5 billions de pi3 à la fin des années 1990. Le réseau de transport devra être agrandi pour satisfaire les besoins du commerce du gaz, comme le prévoient la plupart des observateurs de l'industrie. Certains se demandent également si la capacité de production canadienne sera à la mesure des exportations de gaz dans la partie supérieure de cette fourchette.

Tableau 4: Capacité d'exportation de gaz naturel canadien acheminé par pipeline

Point d'exportation	Capacité (en millions de pi3 par jour)	% de la capacité totale
A. Principaux points d'exportation		
Huntingdon (Colombie-Britannique)	812	16%
Kingsgate (Colombie-Britannique)	1 589	32%
Monchy (Saskatchewan)	1 059	21%
Emerson (Manitoba)	1 165	23%
Total des principaux points d'exportation	4 625	92%
B. Autres points d'exportation		
Cardston (Alberta)	141	3%
Niagara (Ontario)	124	2%
Fort Francis (Ontario)	35	1%
Windsor (Ontario)	35	1%
Cornwall (Ontario)	35	1%
Oaksburg (Québec)	26	-
Total des autres points d'exportation	396	8%
Capacité d'exportation au moyen du pipeline	5 021	100%

Source: Arthur Anderson & Co./Cambridge Energy Research Associates *Natural Gas Trends*, édition de 1987-1988, Chicago/cambridge, (Massachusetts), 1987, p. 120

B. Le projet du pipeline Iroquois

Le Réseau de transport de gaz Iroquois est un projet d'acheminement de gaz de l'Ouest canadien dans le nord-est des États-Unis, par le gazoduc de 24 po qui

relie la ligne principale de TransCanada Pipelines Ltd, à Morrisburg (Ontario), à un terminal dans Long Island (New York). Même si cette région est déjà desservie par trois réseaux américains, elle se situe en bout de ligne de ces réseaux où le service aux abonnés est limité. La Nouvelle-Angleterre a notamment été aux prises avec de graves problèmes d'approvisionnement lors de pénuries de gaz antérieures aux États-Unis et cherche à améliorer la sûreté des ses approvisionnements.

Le nord-est américain est divisé en quelque 40 franchises gazières, et 24 sociétés détiennent 92% du marché. Ces 24 sociétés de distribution ont formé un consortium pour coordonner l'approvisionnement et le transport. Leur premier projet conjoint, Boundary Gas, a été lancé en 1979. La phase II du projet Boundary qui faisait intervenir 15 des 24 sociétés a été par la suite certifiée et la distribution de gaz a commencé en 1988. Le centre d'exportation de Niagara constitue toutefois un sérieux goulot d'étranglement, et le consortium a approché TransCanada Pipelines pour trouver un nouveau moyen d'acheminer le gaz canadien vers le nord-est américain.

TransCanada Pipelines détiendrait 50% du réseau, l'autre moitié appartenant à des services publics américains. Les fournisseurs canadiens de la première tranche, 393,5 milliards de pi³/jour, seraient Western Gas Marketing Ltd., ProGas, ATCOR et l'Alberta Energy Company. L'ONE a délivré les permis d'exportation de gaz en 1987 et a approuvé l'utilisation des installations en 1988. Aux États-Unis, les commanditaires du réseau Iroquois ont toutefois eu peu de succès au chapitre de la réglementation.

Pour contourner la juridiction de la FERC pour la vente du gaz, les participants au projet Iroquois ont créé une entité canadienne de façon que les sociétés de distribution n'aient pas à revendre le gaz aux États-Unis. Néanmoins, le réseau Iroquois ne saurait voir le jour sans que la FERC délivre un permis pour la construction des installations. Une telle demande de permis a été déposée en avril 1986 à la FERC dans le cadre de son soi-disant processus de certification accélérée. La FERC a par la suite décidé que le projet était trop vaste pour justifier une certification accélérée et n'a pas prévu d'audience. Un grand nombre de sociétés américaines de transport par pipelines s'opposent énergiquement au projet Iroquois, et la FERC a lancé un appel d'offres «à tous» pour desservir ce marché. L'appel à tous a attiré un grand nombre de soumissionnaires, et la FERC leur a demandé de présenter un plus petit nombre d'offres conjointes rationalisées. Il semble que la sélection finale d'une offre prendra encore un temps considérable.

C. L'Accord de libre-échange

Les États-Unis et le Canada se sont entendus sur le principe d'un Accord de libre-échange le 3 octobre 1987, et on prévoit son entrée en vigueur le 1er janvier 1988 à la condition que les législatures des deux pays en aient adopté les modalités d'application avant cette date. Cet Accord éliminera de nombreuses barrières commerciales touchant les biens et services entre les deux pays.

Le chapitre 9 de l'Accord porte sur le commerce bilatéral de l'énergie. Les dispositions de l'Accord de libre-échange (ALE) en matière d'énergie s'appliquent au

charbon et au gaz de charbon; au pétrole brut et aux produits du pétrole; au gaz naturel; à l'uranium; à l'électricité; aux gaz de pétrole liquéfiés (GPL; - propane, butane et éthane; et à plusieurs produits pétrochimiques primaires - éthylène, propylène, butylène et butadiène. Le gaz naturel n'est mentionné spécifiquement dans aucune des dispositions de l'ALE, mais il est couvert par les dispositions générales s'appliquant aux produits énergétiques.

Au moment où le comité complétait son analyse de la déréglementation et de la commercialisation du gaz, la législation américaine relative à l'application de l'Accord n'était pas disponible. Avant de faire des observations quant aux répercussions possibles de l'Accord sur le secteur canadien du gaz naturel et sur le fonctionnement futur de l'Office national de l'énergie, le comité doit étudier et comparer les législations canadienne et américaine.

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Mme Martha Musgrove, directrice générale, Direction du gaz naturel;
 M. Mark Schwarz, directeur, Division de l'exportation de gaz;
 Mme Marie Tahiri, directrice, Division du gaz naturel intérieur.

De la Commission de l'énergie de l'Ontario:

M. Robert W. Macaulay, président;
 M. John C. Budwe, vice-président.

Le mardi 10 décembre 1987: (Fascicule n° 14)

De l'Independent Petroleum Association of Canada:

M. Richard B. Hillary, directeur général;
 M. Bob Reid, directeur exécutif;
 M. Murray Todd, président;
 M. John Schiessl, directeur.

Le mardi 15 décembre 1987: (Fascicule n° 15)

De l'Association des consommateurs industriels de gaz:

M. Ted Borkowski, vice-président;
 M. Robert G. Drummond, président (ACIG) et directeur des achats, Énergie et matériel,
 Polymer Ltd.;
 M. Harry Cox, directeur des services administratifs, Cyanamid Canada Inc.;
 M. Carl Dunk, acheteur, services des achats, Steels Inc.;
 M. Jacques LeBlanc, directeur adjoint des achats, Abicel Pyrocell.

charbon et les déchets au profit de la production d'énergie nucléaire. Les entreprises américaines de la région ont été encouragées à développer des centrales nucléaires. Les entreprises américaines de la région ont été encouragées à développer des centrales nucléaires. Les entreprises américaines de la région ont été encouragées à développer des centrales nucléaires.

Le développement de la production d'énergie nucléaire en Amérique du Nord a été encouragé par les gouvernements des États-Unis et du Canada. Les entreprises américaines de la région ont été encouragées à développer des centrales nucléaires. Les entreprises américaines de la région ont été encouragées à développer des centrales nucléaires.

TransCanada Pipelines, l'autre moitié appartenant à des investisseurs américains. Les fournisseurs canadiens de la première tranche, Western Gas Marketing Ltd., ProGas, ATOCO et Energy Company, L'ONE a délivré les permis d'exploitation de gaz de la région d'Iroquois en 1988. Aux États-Unis, les installations de la région d'Iroquois ont permis de réduire le coût de la production.

Pour maintenir la juridiction de la FERC sur la vente du gaz, les participants au projet Iroquois ont créé une entité spéciale de façon que les sociétés de distribution n'aient pas à revendre le gaz aux États-Unis. Néanmoins, le réseau américain ne pouvait être le jour sans que la FERC émette un permis pour la construction des installations. Une telle demande de permis a été déposée en avril 1988 à la FERC dans le cadre de son soi-disant processus de certification accélérée. La FERC a par la suite décidé que le projet était trop vaste pour justifier une certification accélérée et n'a pas prévu d'audience. Un grand nombre de sociétés américaines de transport de gaz ont appuyé énergiquement au projet Iroquois, et la FERC a lancé un appel d'offres à wide pour desservir ce marché. L'appel à tous a attiré un grand nombre de sociétés américaines et étrangères. Il semble que la sélection finale d'une offre prendra encore un temps considérable.

C. L'Accord de libre-échange

Les États-Unis et le Canada se sont entendus sur le principe d'un Accord de libre-échange le 8 octobre 1987, et ce prévoit son entrée en vigueur le 1er janvier 1989. La condition que les législateurs des deux pays en aient adopté les modalités d'application a été remplie. Cet Accord éliminera de nombreuses barrières commerciales touchant les biens et services entre les deux pays.

Le chapitre VIII de l'Accord porte sur le commerce bilatéral de l'énergie. Les dispositions de l'Accord relatives à l'énergie s'appliquent au

Annexe A

Liste des témoins

Le lundi 8 juin 1987: (Fascicule n° 10)

De «Western Gas Marketing Limited»:

M. C. Kennedy Orr, président et chef de l'exploitation;
 M. R.J. Reid, vice-président, Ventes canadiennes;
 M. Barry E. Hulse, premier gérant, Ventes canadiennes.

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Mme Martha Musgrove, directrice générale, Direction du gaz naturel;
 M. Matt Schwarz, directeur, Division de l'exportation de gaz;
 Mme Marie Tobin, directrice, Division du gaz naturel-intérieur.

De la Commission de l'énergie de l'Ontario:

M. Robert W. Macaulay, président;
 M. John C. Butler, vice-président.

Le mardi 1^{er} décembre 1987: (Fascicule n° 14)

De l'«Independent Petroleum Association of Canada»:

M. Richard B. Hillary, directeur général;
 M. Bob Reid, directeur exécutif;
 M. Murray Todd, président;
 M. John Schissel, directeur.

Le mardi 15 décembre 1987: (Fascicule n° 15)

De l'Association des consommateurs industriels de gaz:

M. Ted Bjerkelund, directeur exécutif;
 M. Robert G. Drummond, président (ACIG) et directeur des achats, Énergie et matériel,
 Polysar Ltée;
 M. Harry Cox, directeur des services administratifs, Cyanamid Canada Inc.;
 M. Carl Dunk, acheteur, services des achats, Stelco Inc.;
 M. Jacques LaRoche, directeur adjoint des achats, Abitibi-Prince Inc.

Le lundi 7 mars 1988: (Fascicule n° 16)

De Johnston & Buchan:

Me J. Thomas Brett.

De Polysar Limitée:

M. Firman J. Bentley, président, *Polysar Basic Petrochemicals*;
 M. Gerald Finn, directeur, Affaires gouvernementales;
 M. Robert G. Drummond, directeur des achats, Énergie et matériel.

Le lundi 14 mars 1988: (Fascicule n° 17)

De l'«Ontario Natural Gas Association»:

M. W.J. Cooper, directeur (ONGA) et vice-président principal, Commercialisation et approvisionnement en gaz naturel, *Union Gas Limited*;
 M. Ronald S. Lougheed, directeur (ONGA) et premier vice-président, Approvisionnement en gaz naturel, *The Consumers' Gaz Company Ltd.*;
 M. Paul E. Pinnington, directeur exécutif.

De l'Office national de l'énergie:

M. Roland Priddle, président;
 M. Robin Glass, directeur exécutif;
 M. John Klenavic, secrétaire;
 M. Ken Vollman, directeur général, Réglementation des pipelines;
 M. Peter Miles, directeur général, Réglementation de l'énergie;
 M. Stan Ironstone, directeur, Direction du gaz;
 Me Sandra Fraser, avocat-conseil général;
 Mme Ann Sicotte, secrétaire adjointe intérimaire, Communications.

De «TransCanada Pipelines Limited»:

M. J.M. Cameron, président, Division des pipelines;
 M. C. Kennedy Orr, président et chef de l'exploitation, *Western Gas Marketing Ltd.*;
 M. A.A. Douloff, vice-président, Transports.

Annexe B

Liste des mémoires reçus

Le comité a également reçu des exposés écrits des organismes suivants:

ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ

Ottawa (Ontario)

GOUVERNEMENT DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

Halifax (Nouvelle-Écosse)

GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO

Toronto (Ontario)

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

Québec (Québec)

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF CANADA

Calgary (Alberta)

INSTITUTE FOR POLICY ANALYSIS, UNIVERSITÉ DE TORONTO

Toronto (Ontario)

IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM

Shelton (Connecticut), États-Unis

JOHNSTON & BUCHAN

Ottawa (Ontario)

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Ottawa (Ontario)

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Ottawa (Ontario)

ONTARIO NATURAL GAS ASSOCIATION

Toronto (Ontario)

POLYSAR LIMITÉE

Sarnia (Ontario)

WESTERN GAS MARKETING LIMITED

Calgary (Alberta)

Annexe C

Déplacements du comité

Le Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles s'est rendu à deux reprises à Washington (D.C.) dans le cadre de son étude. Il l'a fait principalement pour évaluer l'état de la déréglementation du gaz naturel aux États-Unis, à la lumière notamment de l'impact du processus décisionnel réglementaire américain sur les importations canadiennes de gaz naturel. Il l'a fait également pour avoir une idée exacte de l'offre et de la demande de gaz aux États-Unis, y compris la façon dont les Américains évaluent la nécessité d'importer à l'avenir du gaz naturel canadien. Enfin, le comité voulait connaître l'avis des Américains sur la composante énergétique de l'Accord de libre-échange et sur les possibilités pour le Congrès de le ratifier.

Visite du comité à Washington (D.C.), 12-15 octobre 1987

Congressional Research Service

Richard Rowberg, chef, *Science Policy Research Division*
 Joseph Riva, Jr., spécialiste sénior, *Science Policy Research Division*
 Lawrence Kumins, spécialiste, *Energy Policy, Science Policy Research Division*

Department of State

John Ferriter, *Deputy Assistant Secretary of State for Energy and Resources Policy, Bureau of Economic and Business Affairs*
 William Weingarten, directeur adjoint, *Office of Energy Producing Countries Affairs*
 Norman Olsen, économiste international, *Office of Energy Producing Countries Affairs*

Federal Energy Regulatory Commission

Charles G. Stalon, commissaire
 Catherine C. Cook, première conseillère juridique
 Christopher J. Warner, conseiller juridique adjoint
 Richard O'Neill, directeur, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
 Douglas R. Bohi, directeur, *Office of Energy Policy*
 Raymond A. Beirne, directeur adjoint, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
 A. Karen Hill, conseillère juridique à la présidente en matière de gaz naturel
 Kevin P. Madden, conseiller à la présidente en matière de politiques

Brady and Berliner

Roger Berliner, avocat et associé gestionnaire
 John Jimison, avocat

Ambassade du Canada:

Jock Osler, ministre des Affaires publiques
 William Dymond, ministre - conseiller (Affaires commerciales)
 D'Arcy McGee, conseiller (Énergie)
 Jonathan Fried, premier secrétaire (Relations avec le Congrès)
 Ronald Wall, premier secrétaire (Énergie)

American Gas Association

Robert B. Kalisch, directeur, *Natural Gas Supply*

Natural Gas Supply Association

Nicholas J. Bush, président

Personnel du Subcommittee on Energy and Power of the House of Representatives Energy and Commerce Committee

Shelley N. Fidler, adjointe au président en matière de politiques
 Thomas R. Runge, conseiller juridique
 Larry B. Parker, attaché de recherche

Department of Energy

William F. Martin, secrétaire adjoint
 Richard Williamson, *Associate Deputy Assistant Secretary for International Affairs*
 Marshall Staunton, administrateur, *Economic Regulatory Administration*
 Helmut Merklein, administrateur, *Energy Information Administration*
 Lawrence Pettis, administrateur adjoint, *Energy Information Administration*
 Charles Teclaw, directeur, *Division of Natural Gas*
 Connie Buckley, directeur, Gaz naturel, *Economic Regulatory Administration*
 Scott O. Campbell, directeur, *Office of Policy, Planning and Analysis*
 Kathleen L. Deutsch, économiste international, *Office of International Affairs*
 Andrea Waldman, économiste international, *Office of International Affairs*

Dickstein, Shapiro & Morin

Frederick Lowther, avocat

Exxon Corporation

Judd Miller, vice-président, Gaz naturel
 Donald E. Smiley, vice-président, Bureau de Washington

Jensen Associates

James Jensen, président

Visite du comité à Washington (D.C.) 15-18 mai 1988

Ambassade du Canada:

Leonard H. Legault, sous-chef de mission et ministre (Économie)
Jonathan Fried, premier secrétaire (Relations avec le Congrès)
Ronald Wall, premier secrétaire (Énergie)

Department of Energy

David B. Waller, *Assistant Secretary of Energy for International Affairs and Energy Emergencies*
Robert A. Reinstein, directeur, *Energy and Natural Resource Trade Policy, Office of the United States Trade Representative*
Chandler J. Van Orman, administrateur intérimaire, *Economic Regulatory Administration*
Connie Buckley, directrice, Gaz naturel, *Economic Regulatory Administration*
Cliff Tomaszewski, directeur adjoint, Gaz naturel, *Economic Regulatory Administration*
Charles Teclaw, directeur, *Office of Electricity, Coal, and Nuclear Policy and Acting Director, Natural Gas, Office of Policy, Planning and Analysis*
Craig Bamberger, conseiller juridique adjoint, Affaires internationales, *Office of the General Counsel*
James White, *Assistant General Counsel for Natural Gas and Mineral Leasing, Office of the General Counsel*
John R. Brodman, directeur, *Office of International Energy Analysis*
David Pumphrey, directeur, *Energy Assessments, Office of Energy Assessments*
Mark Rodekohl, chef, *Demand Analysis and Forecasting, Energy Information Administration*
Edward J. Flynn, chef, *Supply Analysis and Integration, Energy Information Administration*
Kathleen Deutsch, économiste internationale, *Office of Energy Assessments*
Andrea Waldman, économiste internationale, *Office of Energy Assessments*
Ken Malloy, *Office of Natural Gas and Economic Analysis*

American Gas Association

Michael I German, vice-président, Planification et analyse

Vinson & Elkins

Sheila S. Hollis, avocate et associée

McHenry & Staffier, P.C.

John R. Staffier, avocat et associé

Federal Energy Regulatory Commission

Anthony G. Sousa, commissaire
William S. Scherman, conseiller à la présidente en matière de droit et de politiques

- A. Karen Hill, conseillère à la présidente en matière de gaz naturel
- Catherine C. Cook, conseillère juridique en chef
- Christopher J. Warner, conseiller juridique en chef adjoint
- Susan J. Court, conseillère juridique en chef, Gaz naturel et pétrole
- Robert Fitzgibbons, *Associate General Counsel for Electric and Hydro Litigation*
- Barry M. Smoler, *Deputy Assistant General Counsel, Pipeline Certificates*
- J. Steven Herod, directeur, *Office of Electric Power Regulation*
- Richard P. O'Neill, directeur, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
- Raymond A. Beirne, directeur adjoint, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
- Richard N. Foley, *Office of Pipeline and Producer Regulation*
- Laura Bateman, adjointe administrative à la présidente
- Kathleen Card, *Staff Assistant to the Chairman for Special Projects*

Staff of the Senate Committee on Energy and Natural Resources

- Elizabeth A. Moler, avocate en chef
- Lisa Vehmas, attachée de recherche

Annexe D

Abréviations et sigles utilisés dans le rapport

ACG	Association canadienne du gaz
AGA	<i>American Gas Association</i> (États-Unis)
ALE	Accord de libre-échange
APC	Association pétrolière du Canada
CCERE	Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CGC	Commission géologique du Canada
DOE	<i>Department of Energy</i> (États-Unis)
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (États-Unis)
EMR	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> (États-Unis)
ERA	<i>Economic Regulatory Administration</i> (États-Unis)
ERCB	<i>Energy Resources Conservation Board</i> (Alberta)
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (États-Unis)
FPC	<i>Federal Power Commission</i> (États-Unis)
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
LGN	Liquides extraits du gaz naturel
NGA	<i>Natural Gas Act (1938)</i> (États-Unis)
NGPA	<i>Natural Gas Policy Act (1978)</i> (États-Unis)
NGSA	<i>Natural Gas Supply Association</i> (États-Unis)
ONE	Office national de l'énergie
PEN	Programme énergétique national
PUB	<i>Public Utilities Board</i> (Alberta)
PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policies Act (1978)</i> (États-Unis)
R/P	Rapport réserves-production
SDL	Sociétés de distribution locale
TCPL	<i>TransCanada Pipelines Limited</i>
TOPGAS	Paiements obligatoires
WGML	<i>Western Gas Marketing Limited</i>

Annexe D

Abréviations et sigles utilisés dans le rapport

<p>A. Karen Hill, conseillère à la réglementation Catherine C. Cook, conseillère à la réglementation Susan J. Cook, conseillère à la réglementation Robert Fitzgibbon, Assistant General Counsel for Electric and Hydro Litigation Barry M. Singer, Deputy Assistant General Counsel for Electric Certification J. Steven Hord, Director, Office of Energy Policy and Planning Richard P. O'Neil, Director, Office of Energy Policy and Planning Raymond A. DeWitt, Director, Office of Energy Policy and Planning Richard N. Foley, Director, Office of Energy Policy and Planning Mark Robinson, Director, Office of Energy Policy and Planning Kathleen Carr, Director, Office of Energy Policy and Planning</p> <p>Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques Commission de l'énergie de l'Ontario Commission géologique du Canada Département de l'énergie (États-Unis) Energy Information Administration (États-Unis) Ministère de l'énergie, des Mines et des Ressources Environmental Protection Agency (États-Unis) Economic Regulatory Administration (États-Unis) Energy Resources Conservation Board (Alberta) Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis) Federal Power Commission (États-Unis) Gaz naturel liquide Gaz de pétrole liquide Liquides extraits de gaz naturel Natural Gas Act (1938) (États-Unis) Natural Gas Policy Act (1975) (États-Unis) Natural Gas Supply Association (États-Unis) Office national de l'énergie Production (en gigawatts-heure) Public Utilities Board (Alberta) Public Utilities Regulatory Policies Act (1975) (États-Unis) Rapport réserves-production Sociétés de distribution locales TransCanada Pipelines Limited Paiements obligatoires Western Gas Marketing Limited</p>	<p>ACI AGA AIE APC CERRE CEO GGC DOE EIA EMB EPA ERA ERCB FERC FPC GNL GPL LGN NGA NPGA NGSAA ONE PEN PUB PURPA R/P SLL TCFP TOPGAS WGM</p>
---	--

Annexe E

Terminologie, unités et facteurs de conversion

A. Terminologie concernant les opérations, droits et tarifs pipeliniers

Sous réserve de modifications mineures, les définitions adoptées par l'Office national de l'énergie sont utilisées dans cette catégorie.

Autosubstitution: se produit généralement lorsqu'un distributeur remplace une partie quelconque de l'approvisionnement contractuel par un autre approvisionnement ou prend toute autre mesure ayant des résultats analogues.

Base des taux: partie de l'investissement ouvrant droit à un rendement. Généralement, la base des taux comprend la valeur des installations en service plus une provision pour le fonds de roulement. On l'appelle parfois la "base des taux de l'actif net". Les autres bases des taux comprennent la base des taux du passif, composée de la dette et des capitaux propres, et la base des taux de l'avoir, composée uniquement des capitaux propres.

Canalisations principales: principales canalisations d'un réseau pipelinier.

Coût du service: totalité des coûts engagés pour fournir le service, notamment les frais d'exploitation et d'entretien, la dépréciation, l'amortissement, les impôts, le coût de la dette et le rendement des capitaux propres. En général, le coût du service d'un pipeline correspond à ses « besoins en revenus ».

Coûts fixes: coûts dont le montant reste relativement stable, au moins à court terme, et est indépendant du débit. Exemples: intérêts débiteurs, frais d'amortissement et impôt fonciers.

Coût marginal du transport: coût variable du transport d'une unité volumétrique supplémentaire.

Coûts variables: coûts qui varient en fonction du débit; par exemple, les coûts des combustibles des compresseurs des gazoducs.

Dérivation: construction d'une conduite entre une canalisation principale de gaz naturel et un client pour contourner la société de distribution locale.

Droits: montant exigé par une pipelinrière pour la prestation des services de transport.

Droits fixes: droits unitaires établis d'après les prévisions des coûts et des débits pour une année d'essai; les frais et les débits réels n'entraînent pas de variation des droits fixes.

Droits variables du coût de service: droits qui varient mensuellement en fonction des frais et du débit réels. Les règles prescrites par l'organisme de réglementation précisent les coûts qui peuvent être recouverts, les principes de comptabilité à suivre pour déterminer les coûts, le taux de rendement approuvé des investissements sur la base des taux, les taux de dépréciation et d'autres paramètres.

Frais en double liés à la demande: doublement des frais liés à la demande dans le cas d'un client qui après avoir déjà acheté du gaz par l'entremise d'un distributeur s'assure d'une autre source d'approvisionnement par des achats directs. Le client paie les frais liés à la demande pour le service de

transport et doit indemniser le distributeur des frais liés à la demande pour les volumes qui ont été remplacés. (La méthode de calcul utilisée par l'Office national de l'énergie relativement au volume de la demande opérationnelle a réglé ce problème.)

Frais liés à la demande: frais mensuels permettant de recouvrer les coûts fixes d'un pipeline. Ces frais sont fonction du volume quotidien devant être livré à contrat au client et sont payables quels que soient les volumes dont il prend effectivement livraison.

Frais liés au produit: frais appliqués aux volumes de gaz dont un client prend effectivement livraison et permettant de recouvrer les coûts variables d'un pipeline.

Interfinancement: a) le fait d'exiger des droits favorisant une catégorie de clients aux dépens d'une autre; ou
b) la prestation d'un appui financier, pour les activités non réglementées, par le secteur réglementé d'une société, ou l'inverse.

Libre accès: désigne l'accès sans restriction d'un client aux services de transport d'une pipelinière.

Marché captif: terme général désignant les clients des secteurs résidentiel et commercial et les petits clients industriels qui ne peuvent adopter facilement un combustible de remplacement.

Ordonnance concernant les droits provisoires: une ordonnance provisoire autorise une société à exiger des droits provisoires précis jusqu'à ce qu'une ordonnance définitive soit prise, habituellement à la suite d'une audience. Les droits révisés peuvent, au gré de l'Office, être applicables à compter de la date d'entrée en vigueur des droits provisoires.

Paiement obligatoire: clause d'un contrat selon laquelle un acheteur accepte de payer un volume précis pendant une période donnée, qu'il prenne ou non livraison.

Prix en fonction des rentrées nettes: prix que le producteur reçoit et qui est égal au prix au point de livraison moins les droits de transport.

Raccordements: canalisations qui se rattachent à une canalisation principale et font généralement partie soit d'un réseau collecteur soit d'un réseau de distribution.

Régulation des demandes de pointe: utilisation de GPL/GNL ou de gaz naturel entreposé pour répondre à la demande du réseau durant les périodes de pointe.

Rendement de la base des taux: rendement obtenu par une société réglementée sur la base des taux approuvée.

Séparation: séparation des ventes de gaz et des services de transport du gaz afin que les clients puissent choisir entre le «transport» de leur propre gaz ou tous les services de vente de la pipelinière et du distributeur.

Service de la demande contractuelle: service ferme (non interruptible) de vente de gaz à concurrence d'une quantité journalière maximale précise. L'acheteur doit verser des frais mensuels liés à la demande, quels que soient les volumes dont il prend effectivement livraison, ainsi que des frais liés au produit pour les volumes effectivement pris.

Service de pointe: service contractuel de vente de gaz fourni par une pipelinière durant la saison hivernale. Le service ne fait pas l'objet de réduction ou d'interruption et comprend une clause de paiement obligatoire.

Service interruptible: service interruptible de transport du gaz offert par voie de contrat lorsque le pipeline possède une capacité inutilisée ou un excédent de capacité.

Service-T: service ferme (non interruptible) de transport du gaz à concurrence d'une quantité journalière précise. L'expéditeur doit verser des frais mensuels liés à la demande indépendamment des volumes dont il prend effectivement livraison.

Supplantation: renvoi à des situations dans lesquelles il est mis fin au service à court terme d'un client parce que la société pipelinière doit avoir la capacité voulue pour assurer un nouveau service ferme à long terme.

Tarif: modalités selon lesquelles les services d'une pipelinière sont offerts ou fournis, comprenant les droits, les règles et règlements et les méthodes liées aux services particuliers.

Taux dit "timbre-poste": pour les pipelines, droit imposé par unité transportée peu importe la distance, comme dans le cas du courrier.

Taux incitatif de rendement: taux de rendement variable qui augmente pour récompenser une pipelinière de son rendement accru.

Top Gas: renvoie à deux ententes en vertu desquelles la *TOPGAS Holdings Ltd.* et *TOPGAS Two Inc.* ont assumé les obligations impayées de la TransCanada.

Transporteur commun: société qui offre des services de transport contre rémunération, sans distinction de clients. Le service doit normalement être fourni sur demande lorsque la capacité le permet.

Transporteur contractuel: société qui offre, contre rémunération, un service de transport aux clients qui ont passé des contrats de service pour une période donnée.

Volume de la demande opérationnelle: volume de la demande approuvé à des fins d'établissement des droits, correspondant normalement au volume contractuel de la demande diminué des volumes de la demande remplacés par des achats directs dans une zone concédée au distributeur.

B. Terminologie concernant les ressources et les réserves gazières

Sous réserve de modifications mineures, les définitions adoptées dans ce chapitre sont tirées du rapport de septembre 1987 du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources de la Chambre des communes, intitulé «Le pétrole: rareté ou sécurité?».

Champ: une certaine région géographique de laquelle du pétrole brut ou du gaz naturel est extrait ou une zone productrice souterraine bien précise. Un champ peut contenir un ou plusieurs gisements présentant un quelconque élément commun, comme le fait d'être de tendance semblable ou d'avoir été formés par un même phénomène géologique.

Gaz associé: gaz naturel à l'état libre dans un réservoir et présent en association avec du brut, dans les conditions initiales régnant dans le réservoir.

Gaz brut: gaz naturel à son état naturel, présent dans un réservoir ou extrait d'un réservoir, mais avant son traitement. Le gaz naturel à la tête de puits se compose habituellement de méthane et de quantités décroissantes d'hydrocarbures lourds. Le gaz brut peut contenir des gaz non hydrocarbures comme du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène, de l'azote, de l'hydrogène et de l'hélium.

Gaz dissous: gaz naturel dissous dans le brut dans les conditions régnant dans le réservoir et qui se libère de la solution sous pression atmosphérique et à température ambiante.

Gaz humide: gaz naturel contenant du propane et des butanes, parfois en quantité atteignant 50% ou plus.

Gaz marchand: gaz brut duquel les liquides extraits du gaz naturel et les gaz non hydrocarbures ont été enlevés totalement ou partiellement par traitement. Le gaz marchand est également appelé «gaz de qualité pipeline» ou «gaz du commerce».

Gaz non associé: gaz naturel à l'état libre dans un réservoir, mais non présent en association avec du brut dans les conditions initiales régnant dans le réservoir.

Gaz sec: gaz naturel composé surtout de méthane et d'éthane.

Gisement: réservoir souterrain naturel contenant une accumulation de pétrole ou de gaz naturel séparée, ou semblant être séparée, de toute autre telle accumulation.

Potentiel total: estimation des réserves établies initiales qui auront été mises en valeur dans une région lorsque tous les travaux d'exploration et de mise en valeur auront cessé, eu égard aux possibilités géologiques de la région et aux conditions techniques et économiques prévues. Le potentiel total comprend la production cumulée, les réserves établies résiduelles et les futures réserves qui seront ajoutées par prolongement et estimation à la hausse du potentiel des gisements et par découverte de nouveaux gisements.

Réserves: fraction de la ressource qui a été découverte et dont une partie est récupérable dans les conditions économiques et techniques actuelles, et dont une partie ne l'est pas.

Réserves à exploiter: réserves économiquement récupérables réputées exister dans des réservoirs prouvés et qui seront extraites au moyen de puits qui seront forés dans l'avenir.

Réserves en exploitation: réserves prouvées réputées être récupérables au moyen des puits existants.

Réserves établies: réserves qui sont récupérables dans les conditions techniques actuelles et dans les conditions économiques actuelles et prévues, qui ont été prouvées par forage, par essais ou par production; plus la fraction des réserves récupérables contiguës réputées exister avec une certitude raisonnable, d'après des renseignements géologiques, géophysiques et autres de même nature. L'expression «réserves établies» a été adoptée au Canada pour remplacer les réserves prouvées et probables antérieurement définies par l'Association pétrolière du Canada (APC).

Réserves établies initiales: réserves établies avant toute déduction de production.

Réserves établies résiduelles: réserves établies initiales moins la production cumulée.

Bibliographie

- 1) Alberta, *Energy Resources Conservation Board, Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur*, le 31 décembre 1986, ST 87-18, Calgary, 1987.
- 2) Alberta, Public Utilities Board/Energy Resources Conservation Board, *Gas Supply and Transportation Service Inquiry*, Edmonton/Calgary, le 29 décembre 1987.
- 3) American Gas Association, *Natural Gas Production Capability 1987-1990, Issue Brief 1987-7*, Arlington (Virginie) le 13 juillet 1987.
- 4) American Gas Association, *The Gas Energy Supply Outlook 1987-2010*, Arlington (Virginie), octobre 1987.
- 5) American Gas Association/Canadian Gas Association, Joint Task Force, *Long-Term U.S.-Canadian Natural Gas Trade*, septembre 1987.
- 6) Arthur Andersen & Co./Cambridge Energy Research Associates, *Natural Gas Trends*, édition de 1987-1988, Chicago/Cambridge (Massachusetts), 1987.
- 7) Association canadienne du gaz, *1965-1985 Historical Statistics of the Canadian Gas Industry*, Don Mills (Ontario), décembre 1986.
- 8) Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, sans date.
- 9) Brown, Kevin J., *Towards a Continental Natural Gas Market: Historical Perspectives and Long-Term Outlook*. Executive Summary, Study n° 26, Canadian Energy Research Institute, Calgary, février 1988.
- 10) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *L'énergie au Canada: Document d'information, Approvisionnements et Services Canada*, novembre 1987.
- 11) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *Guide statistique sur l'énergie*, Ottawa, sans date.
- 12) Canada, Chambre des communes. Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, *Le pétrole: rareté ou sécurité?*, Ottawa, septembre 1987.
- 13) Canada, Office national de l'énergie, *Reasons for Decision in the Matter of: Review of Natural Gas Surplus Determination Procedures*, Ottawa, juillet 1987.
- 14) Canada, Office national de l'énergie, *Reasons for Decision in the Matter of: TransCanada PipeLines Limited Availability of Services*, Ottawa, mai 1986.
- 15) Canada, Pipeline Review Panel, *A Review of the Role and Operations of Interprovincial and International Pipelines in Canada Engaged in the Buying, Selling, and Transmission of Natural Gas*, Ottawa, juin 1986.
- 16) DeGolyer and MacNaughton, *Twentieth Century Petroleum Statistics 1987*, Dallas, décembre 1987.

- 17) États-Unis, Department of Energy, *Energy Security: A Report to the President of the United States*, DOE/S-0057, Washington (D.C.), mars 1987.
- 18) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 1987 - With Projections to 2000*, DOE/EIA-0383(87), Washington (D.C.), mars 1988.
- 19) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Review 1986*, DOE/EIA-0384(86), Washington (D.C.), mai 1987.
- 20) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Future Supply Capabilities of the United States Petroleum Industry, Service Report SR/EAFD/87-04*, Washington (D.C.), mars 1987.
- 21) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Gas Supplies of Interstate Natural Gas Pipeline Companies 1986*, DOE/EIA-0167(86), Washington (D.C.), décembre 1987.
- 22) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Natural Gas Annual 1986*, Volumes 1 et II, DOE/EIA-0131(86)/1 et 2, Washington (D.C.), octobre 1987 (volume 1) et janvier 1988 (volume II).
- 23) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook - Quarterly Projections, avril 1988*, DOE/EIA-0202(88/2Q), Washington (D.C.), mai 1988.
- 24) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, *U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves - 1986 Annual Report*, DOE/EIA-0216(86), Washington (D.C.), octobre 1987.
- 25) États-Unis, Department of Energy, Office of Policy, Planning & Analysis, *An Assessment of the Natural Gas Resource Base of the United States* (Advance Copy), préparé par le «Argonne National Laboratory under contract to DOE», Washington (D.C.), mai 1988.
- 26) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Brokering of Interstate Natural Gas Pipeline Capacity, Notice of Proposed Rulemaking*, Washington (D.C.), le 4 avril 1988.
- 27) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Natural Gas Pipeline Company of America*, Ordonnance n° 256, Washington (D.C.), le 8 décembre 1986.
- 28) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulation of Natural Gas Pipelines after Partial Wellhead Decontrol*, Ordonnance n° 436, Washington (D.C.), le 9 octobre 1985.
- 29) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulation of Natural Gas Pipelines after Partial Wellhead Decontrol*, Ordonnance n° 500, Washington (D.C.), le 7 août 1987.
- 30) Horner, R.B., «Canadian Natural Gas Supply and Exports to the United States», Adresse au 3rd Annual American Bar Association Conference on Canada/U.S. Trade in Energy, Montréal, mai 1988.
- 31) National Petroleum Council, *Factors Affecting U.S. Oil & Gas Outlook*, Washington (D.C.), février 1987.

- 32) Ontario, Commission de l'énergie de l'Ontario, *Gas Supply, Interim Report*, E.B.R.L.G. 32, Toronto, le 19 août 1988.
- 33) Polar Gas Project, *Polar Gas and the North American Gas Market - A Major Development Opportunity for Canada*, Toronto, octobre 1986.
- 34) Tomain, Joseph P. and Sheila S. Hollis, *Energy Decision Making: The Interaction of Law and Policy*, Lexington Books, D.C. Heath and Company, Toronto, 1983.

Respectueusement soumis,

Le président

Earl A. Hastings

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 7 SEPTEMBRE 1988

(52)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 heures, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président)

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Balfour, Hastings, Lefebvre et Olson. (4)

Conformément à l'ordre de renvoi du 1^{er} avril 1988, le comité poursuit l'examen de la production et de l'utilisation du gaz naturel au Canada, et en particulier de la déréglementation du gaz naturel, ou de toute question s'y rattachant.

Il est—

Ordonné, que le Comité se réunisse à huis clos.

L'honorable sénateur Lefebvre propose que, nonobstant la résolution en date du 22 juin 1988, le titre du douzième rapport soit: « La déréglementation du marché du gaz naturel ».

La motion, mise aux voix, est adoptée.

À 9 h 15, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

Le greffier du comité

Timothy Ross Wilson

PROCES VERBAL

LE MERCREDI 7 SEPTEMBRE 1988

(53)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 heures, sous la présidence de l'honorable sénateur Carl A. Manning.

Membres du comité présents: Les honorables sénateurs Manning, Hnatyshyn, L'abbé et Duceau.

Conférence et à l'ordre du jour de 17 avril 1988 de la Commission royale d'enquête sur l'énergie et les ressources naturelles au Canada, et en particulier de la détermination de la part de la production d'énergie.

Il est

Ordonné que le Comité d'investigation

L'honorable sénateur L'abbé propose que, en attendant le résultat de son enquête, le Comité d'investigation

La motion mise aux voix, est adoptée.

À 9 h 15, le comité reprend ses travaux sur la question de l'énergie.

et cetera.

