

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

*Convergence des prix dans les marchés
Nord-américains du gaz naturel*



DÉCEMBRE 1995

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

ÉVALUATION DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL

**Convergence des prix dans les marchés
nord-américains du gaz naturel**

Décembre 1995

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1995
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-53/1995F
ISBN 0-662-80721-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
311, sixième avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
(403) 292-4800

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada



Cette publication est imprimée sur du papier contenant des rebuts recyclés.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1995
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-53/1995E
ISBN 0-662-24004-9

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
311 Sixth Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2
(403) 292-4800

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Avant-propos

Lorsqu'il accorde des autorisations d'exporter du gaz naturel, l'Office national de l'énergie (l'«ONÉ») se conforme à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui prescrit qu'on tienne compte de toutes les considérations qui paraissent pertinentes. L'ONÉ veille en particulier à ce que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent après déduction des besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, eu égard, dans le cas d'une demande d'exportation de gaz, aux tendances relevées dans la découverte de gaz au Canada.

En juillet 1987, par suite de l'*Examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel* («GHR-1-87»), l'ONÉ a adopté la méthode de calcul axée sur les conditions du marché («MCACM»), qui suppose que le marché doit se comporter de manière à satisfaire les besoins canadiens en gaz naturel aux prix du marché.

La MCACM prévoit deux démarches pour assurer que le gaz dont l'exportation est autorisée constitue un excédent par rapport aux besoins canadiens raisonnablement prévisibles et que l'exportation soit conforme à l'intérêt public : l'ONÉ doit tenir des audiences publiques au cours desquelles il examinera les demandes de licences d'exportation de gaz naturel et il doit surveiller en permanence l'offre et la demande d'énergie au Canada ainsi que les marchés.

Dans le cadre de cette surveillance permanente, l'ONÉ analyse l'évolution à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel, et il publie régulièrement le rapport de ses constatations. Le premier de ces rapports intitulés *Évaluation du marché du gaz naturel* («ÉMGN») a été publié en octobre 1988, et quatre rapports ont suivi.

Comme on l'a indiqué, la MCACM suppose que le marché réagira de manière à satisfaire les besoins des Canadiens à des prix justes. Cela implique que les marchés soient concurrentiels, qu'il n'y a pas d'abus de pouvoir monopolistique, et que les conditions d'accès au gaz soient les mêmes pour tous les acheteurs. Un des objectifs de l'ONÉ dans la préparation des ÉMGN consiste à vérifier si le marché se comporte effectivement de cette manière.

Le présent rapport vise à évaluer le degré d'intégration des marchés canadiens et américains du gaz naturel depuis la déréglementation, grâce à l'analyse statistique de la fluctuation des prix sur les marchés canadiens et américains du gaz naturel. Il a été préparé par le personnel de l'ONÉ, qui a utilisé les sources de données auxquelles il est fait référence dans le corps du texte.

On peut adresser les demandes de renseignements sur le présent rapport aux Services d'information de l'ONÉ, au (403) 299-2713. On peut obtenir des copies du rapport, ou des rapports précédents, en communiquant avec l'ONÉ, dont l'adresse et le numéro de téléphone sont indiqués au verso de la page de titre.

1 La MCACM a été modifiée à la suite des audiences GHW-4-89 et GHW-1-91.

Table des matières

Sommaire	1
1. Introduction	5
1.1 Historique	5
1.2 Objectif	5
2. Théorie et méthodologie statistique	9
2.1 Théorie	9
2.2 Méthodologie statistique	10
2.3 Données	12
3. Analyse des résultats	15
3.1 Intégration des prix du gaz naturel sur le marché du disponible à Empress	15
3.2 Intégration des prix du gaz naturel sur le marché du disponible aux États-Unis	23
4. Conclusions	29
Annexes	
I Données	31
II Détail de la méthodologie statistique	35
III Le filtre de Kalman et son utilisation	39
Références	45

Figures

1 :	Prix du disponible (gaz naturel) retenus	7
2 :	Différences de prix du disponible (gaz naturel) retenues par rapport au prix à Empress	7
3 :	Marchés du disponible en Amérique du Nord retenus	14
4 :	Bassins producteurs d'Amérique du Nord retenus	14
5 :	Intégration des prix – Empress / côte américaine du golfe du Mexique (en fonction des mois)	16
6 :	Intégration des prix – Empress / bassin Permien (en fonction des mois)	18
7 :	Intégration des prix – Empress / bassins Anadarko et Panhandle (en fonction des mois)	19
8 :	Intégration des prix – Empress / Rocheuses et bassin San Juan (en fonction des mois)	19
9 :	Intégration des prix – Empress / bassins d'Amérique du Nord retenus (en fonction des mois)	20
10 :	Intégration des prix – Empress / points de livraison américains et Ventura (en fonction des mois)	22
11 :	Intégration des prix – Empress / points d'exportation canadiens (en fonction des mois)	22
12 :	Intégration des prix – côte du golfe du Mexique / régions de production américaines retenues (en fonction des mois)	24
13 :	Intégration des prix – Anadarko / Panhandle et régions de production américaines retenues (en fonction des mois)	25
14 :	Intégration des prix – bassin Permien / régions de production américaines retenues (en fonction des mois)	25
15 :	Intégration des prix – bassin San Juan / régions de production américaines retenues (en fonction des mois)	27
16 :	Intégration des prix – Northwest Pipeline Corp. et Colorado Interstate Gas Co. (en fonction des mois)	27

Sommaire

Au milieu des années 1980, les changements de politique gouvernementale qui ont eu lieu au Canada et aux États-Unis et les mesures de réglementation qui ont été adoptées ont mené à la déréglementation réelle du marché du gaz naturel. L'hypothèse fondamentale sous-jacente à la déréglementation était que des marchés compétitifs serviraient le mieux les intérêts des producteurs et des consommateurs. La méthode de calcul axée sur les conditions du marché, qui est la méthode par laquelle l'ONÉ réglemente l'exportation à long terme de gaz naturel, suppose que le marché doit se comporter de manière à satisfaire les besoins canadiens à des prix justes. Cela suppose que les marchés sont concurrentiels, qu'il n'y a pas d'abus de pouvoir monopolistique, et que les conditions d'accès au gaz sont les mêmes pour tous les acheteurs. Un des objectifs de l'ONÉ dans la préparation des ÉMGN consiste à vérifier si le marché se comporte réellement de cette manière.

Depuis, le marché du gaz naturel en Amérique du Nord n'a cessé d'évoluer. Initialement, l'intégration des régions productrices et consommatrices était imparfaite, et les prix dans les différentes régions reflétaient plutôt les conditions locales de l'offre et de la demande que les pressions concurrentielles exercées par les régions. Cependant, on a de bonnes raisons de croire que la réaction de l'industrie à l'égard de la déréglementation a abouti à une intégration croissante entre les marchés régionaux. À mesure que les marchés s'intègrent, ils deviennent plus compétitifs parce qu'un plus grand nombre d'acheteurs et de vendeurs peuvent réellement intervenir dans le même marché.

L'objectif du présent document est de déterminer dans quelle mesure les différents marchés régionaux du gaz naturel, au Canada et aux États-Unis, se sont intégrés depuis le début de la déréglementation et, par extension, d'évaluer le degré de concurrence dans les marchés nord-américains du gaz naturel.

Dans un marché intégré, les prix dans les différentes régions tendent à évoluer parallèlement, l'écart reflétant uniquement les frais de transaction et de transport. On appelle parfois cette situation la loi du prix unique. Des statistiques établissant que les prix du gaz dans les différents marchés tendent à évoluer parallèlement prouveraient que le marché nord-américain du gaz naturel s'est intégré davantage et qu'il est, par conséquent, devenu plus compétitif.

Dans le présent document, nous utilisons une analyse statistique du comportement des prix sur les marchés du gaz naturel au Canada et aux États-Unis (É.-U.) pour évaluer le degré d'«interconnexion» entre les prix à Empress (Alberta) et ceux aux points d'exportation canadiens et à certains carrefours commerciaux américains. Nous étudions aussi le degré d'intégration entre les régions productrices américaines.

Notre analyse suggère trois grandes conclusions :

- 1) Dans l'ensemble, les marchés du gaz naturel en Amérique du Nord présentent un degré d'intégration croissant depuis la déréglementation et le libre accès aux pipelines.
- 2) Cependant, on constate une démarcation entre les marchés de l'est et de l'ouest.
- 3) C'est aux marchés de l'ouest des É.-U., plutôt qu'à ceux de l'est des É.-U., que le marché de l'Alberta s'intègre le plus.

Plusieurs facteurs ont contribué à la meilleure intégration des marchés, notamment : une augmentation de la capacité pipelinière et du nombre de raccordements pipeliniers, qui s'est ajoutée au développement de carrefours commerciaux; une plus grande souplesse quant à l'accès aux services de transport par pipeline; une amélioration de l'accès à l'information concernant les marchés; une plus grande souplesse de négoce, facilitée par le recours croissant aux babillards et aux systèmes de transaction électroniques.

Cependant, à l'heure actuelle, il serait inexact de parler d'un marché nord-américain où la loi du prix unique prévaut. Le processus d'intégration ne s'est pas accompli uniformément dans toutes les régions. Notre analyse révèle l'existence d'une démarcation est/ouest entre les marchés du gaz naturel nord-américains, provenant d'une distorsion accrue, depuis 1993 environ, entre les prix du gaz du bassin Permien, de San Juan et des Rocheuses, d'une part, et les prix sur la côte du golfe du Mexique, d'autre part. Le lancement récent, à Waha (Texas), d'un nouveau contrat à terme par le Kansas City Board of Trade semble confirmer l'existence de cette segmentation des marchés.

Le seul facteur qui semble avoir le plus fortement contribué à l'intégration du marché albertain et des autres marchés nord-américains a été l'augmentation de la capacité pipelinière d'exportation, en particulier durant la période 1992/1993, marquée par le projet Iroquois et les agrandissements de Northern Border et Pacific Gas Transmission (PGT). Avant ces agrandissements, la concurrence entre les producteurs de l'Alberta qui cherchaient à sortir le gaz de la province était féroce, ce qui signifiait que les prix à Empress étaient plus influencés par les conditions locales en Alberta que par les facteurs de l'offre et de la demande à l'échelle du continent.

C'est aux marchés de l'ouest des É.-U., à savoir la zone des Rocheuses, que le marché de l'Alberta, tel que représenté par le prix à Empress, s'intègre le plus. Et c'est au marché de la côte du golfe du Mexique qu'il s'intègre le moins. Cette constatation semble confirmer l'existence de la démarcation est/ouest, le marché albertain s'intégrant à celui de la zone de l'ouest. Cela tend à appuyer l'hypothèse selon laquelle il faut interpréter les différences croissantes constatées récemment entre les prix en Alberta et les prix au carrefour Henry dans le contexte de la démarcation est/ouest du marché plutôt qu'en termes de déséquilibre de l'offre et la demande en Alberta. Selon notre analyse, le contrat à terme à Waha devrait également fournir aux producteurs canadiens une meilleure garantie que le traditionnel contrat de la bourse de commerce de New York (NYMEX), basé sur le prix du gaz au carrefour Henry, car le risque de base pour les producteurs canadiens paraît moindre, tout au moins à l'heure actuelle.

Nous aimerions souligner que le présent rapport ne décrit pas la configuration ultime qu'auront les marchés du gaz naturel nord-américains. Ni la démarcation est/ouest observée, ni l'alignement plus étroit de l'Alberta sur les marchés de l'ouest des É.-U. ne doivent être jugés définitifs dans le contexte de l'évolution des marchés du gaz naturel. Des agrandissements futurs des pipelines pourraient resserrer les liens entre l'Alberta et le nord-est des É.-U., ou entre l'est et l'ouest des É.-U., modifiant ce faisant les schémas d'acheminement et de fixation des prix régionaux du gaz naturel. De même, le fait que le gaz du bassin Permien soit actuellement acheminé vers l'est suggère qu'à l'avenir Waha subira probablement davantage l'influence des prix de la côte du golfe du Mexique, ce qui pourrait modifier son rôle de baromètre dans la fixation des prix de la région de l'ouest.

L'intégration croissante des marchés a profité à la fois aux consommateurs et aux producteurs. Elle a permis aux consommateurs d'avoir accès aux approvisionnements les moins coûteux et aux producteurs d'obtenir les meilleurs prix, quels que soient les endroits où ils se trouvent respectivement. Le degré accru d'intégration des marchés nord-américains a également eu pour effet de rendre les marchés plus concurrentiels, car le nombre effectif d'intervenants (acheteurs et vendeurs) a augmenté. Le risque qu'un ou plusieurs intervenants dominant un marché pour influencer sur les prix à un certain endroit a donc diminué.

CHAPITRE 1

Introduction

1.1 Historique

Les changements de politique gouvernementale au Canada et aux É.-U. et les mesures de réglementation subséquentes ont conduit, au milieu des années 1980, à la déréglementation du marché du gaz naturel. Pour réaliser cette déréglementation, on a séparé les services pipeliniers et favorisé la concurrence en donnant à tous les fournisseurs et utilisateurs accès à la capacité pipelinère. Le gaz naturel, vendu jusqu'alors à des distributeurs locaux sous forme de produit global livré à des prix réglementés, est devenu un produit vendu à des prix négociés librement entre acheteurs et vendeurs.

Le marché du gaz naturel en Amérique du Nord n'a cessé d'évoluer depuis le début de la déréglementation. Initialement, l'intégration des régions productrices et consommatrices était imparfaite, et les prix dans les différentes régions reflétaient plus les conditions locales de l'offre et de la demande que les pressions concurrentielles exercées par les régions. Cependant, avec l'augmentation du nombre de raccordements pipeliniers, la transmission accélérée des renseignements et l'apparition de marchés du gaz naturel disponibles, il est probable que les marchés régionaux se sont intégrés davantage au cours des dernières années. Le degré d'intégration des marchés du gaz naturel a d'importantes conséquences pratiques. L'harmonisation des marchés régionaux de gaz naturel favorise l'accès du producteur à des occasions de transaction, ainsi que l'accès du consommateur aux approvisionnements les moins coûteux, et elle influence aussi le processus de fixation des prix.

1.2 Objectif

L'objectif du présent document est de déterminer, d'après l'analyse statistique du comportement des prix sur les marchés du gaz au Canada et aux É.-U., dans quelle mesure les différents marchés régionaux du gaz naturel, au Canada et aux É.-U., se sont intégrés depuis le début de la déréglementation. Plus précisément, on examine les fluctuations de prix à l'Empress et on les compare aux fluctuations de prix aux points d'exportation canadiens et à certains carrefours commerciaux américains. On étudie également le degré d'«interconnexion» des régions productrices américaines.

Dans les marchés concurrentiels, les prix dans les différentes régions tendent à évoluer parallèlement, l'écart reflétant uniquement les frais de transaction et de transport. On appelle parfois cette situation la loi du prix unique. Les différences de prix qui traduisent ces frais tendent à disparaître, car les intervenants saisissent rapidement les occasions qui se présentent. Par conséquent, des données

établissant que les prix évoluent parallèlement sur différents marchés prouveraient que le marché nord-américain du gaz s'est intégré davantage.

Si on constate que l'harmonisation des prix des différents marchés s'accroît, on peut conclure que les prix sur un marché du disponible particulier sont influencés non seulement par les conditions locales de l'offre et de la demande, mais également par les conditions de l'offre et de la demande à d'autres endroits du continent. Plus les marchés nord-américains de gaz naturel s'intègrent, plus ils risquent de devenir concurrentiels, car le nombre des acheteurs et des vendeurs augmente. D'autre part, si on constate qu'avec le temps le degré d'interconnexion des prix dans les différentes parties du réseau nord-américain a varié, on a de bonnes raisons de pousser l'étude des causes de ces variations.

Les chroniqueurs de l'industrie présentent fréquemment le Canada comme une partie du marché du gaz naturel nord-américain. Cette attitude est renforcée par des pratiques contractuelles récentes des distributeurs locaux canadiens qui consistent à utiliser les prix de la NYMEX comme prix de référence. Le degré d'interconnexion entre les marchés de l'Alberta et ceux des É.-U. intéresse les producteurs canadiens. Ainsi, dans l'industrie, on s'est récemment préoccupé de l'écart croissant entre les prix du gaz sur certains marchés américains d'une part et sur le marché albertain d'autre part, ainsi que des prix comparativement bas à l'intérieur de l'Alberta.

Jusqu'à présent, on a examiné la question de la compétitivité dans le contexte américain, mais, à notre connaissance, elle n'a fait l'objet d'aucune étude rigoureuse dans le contexte canadien². Le présent rapport tente de combler cette lacune et son approche statistique innovatrice du sujet le rend original.

La représentation graphique des prix du disponible dans les bassins nord-américains (figure 1) suggère que les prix du gaz naturel ont été très volatiles et ont montré des variations saisonnières. Même si les prix semblent généralement évoluer ensemble, la lecture de la figure 1 ne nous permet pas de déduire si la relation entre les prix à différents endroits est forte. Par exemple, nous ne pouvons discerner quelles régions sont étroitement liées et si les liens qui s'établissent ont évolué avec le temps. En outre, pour apporter de nouveaux renseignements sur la question à savoir si l'Amérique du Nord embrasse un marché du gaz naturel pleinement intégré, il faut peser la preuve fournie par les données de prix par rapport aux critères suggérés par les principes économiques.

On peut aussi examiner les différences de prix entre les régions (figure 2). Leur stabilité semblerait suggérer que les prix dans différentes régions évoluent ensemble. Toutefois, même l'examen de la figure 2 est peu révélateur. De simples techniques de lissage des données, comme des moyennes progressives, qui sont conçues pour rendre plus « nettes » les données et plus manifestes les tendances sous-jacentes, ne conviennent pas dans ce contexte car elles obscurcissent les fluctuations à court terme des marchés, qui sont essentielles à notre examen. Ainsi, nous ne pouvons trouver réponse aux questions susmentionnées sans utiliser de techniques statistiques plus fines.

Le chapitre 2 du rapport décrit la théorie, la méthodologie et les sources de données sous-jacentes. Le chapitre 3 présente les résultats de l'analyse, et le chapitre 4, nos conclusions.

2 Par exemple, voir De Vany et Walls (1993a).

Figure 1: Prix du disponible (gaz naturel) retenus

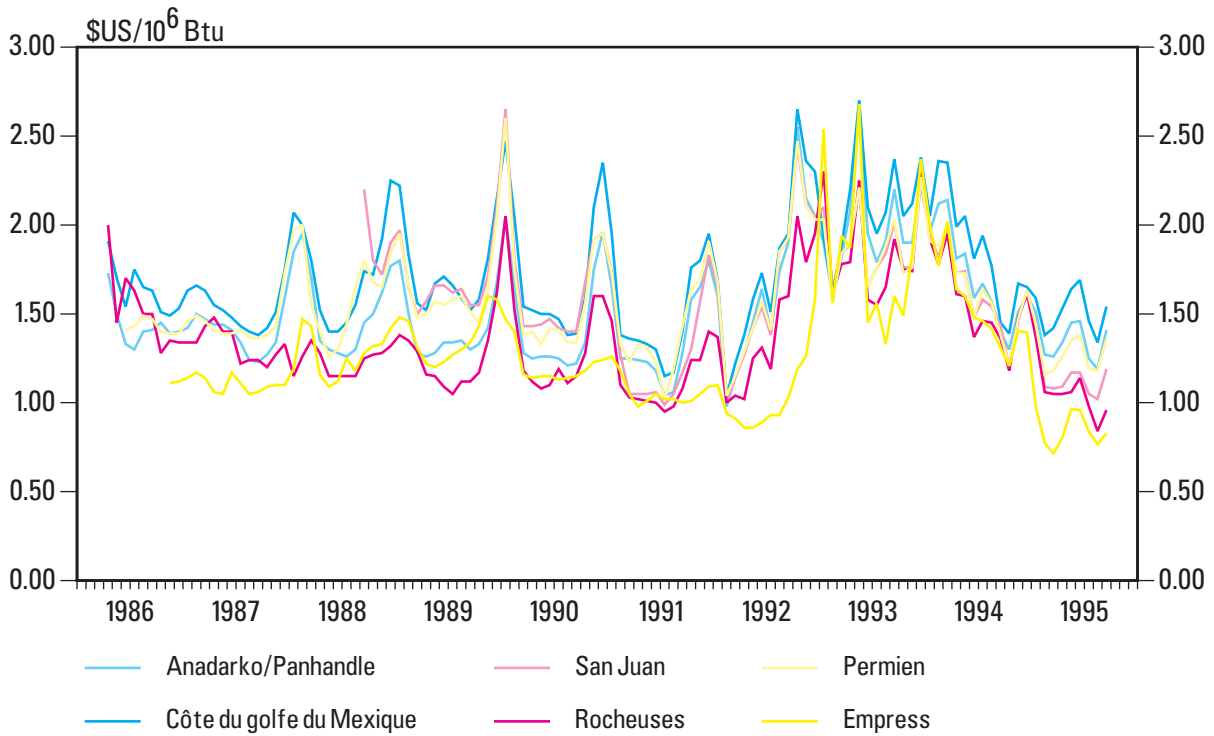
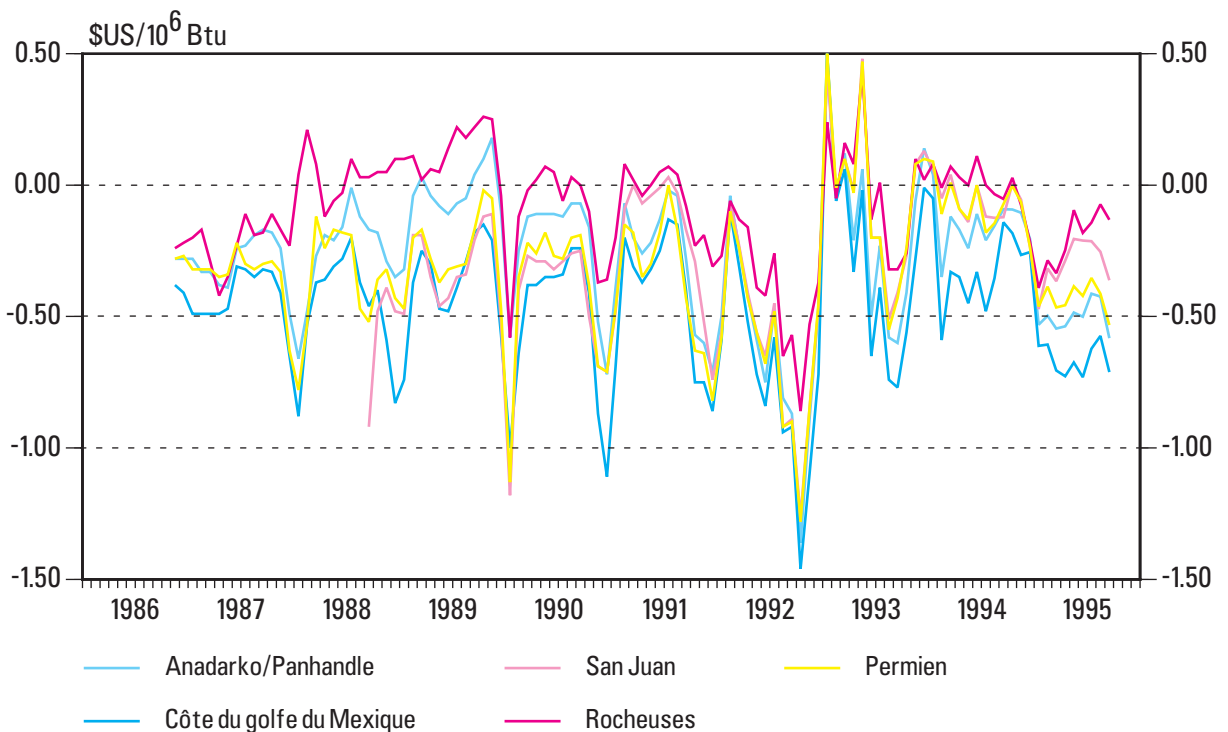


Figure 2: Différences de prix du disponible (gaz naturel) retenues par rapport au prix à Empress



CHAPITRE 2

Théorie et méthodologie statistique

2.1 Théorie

Le marché nord-américain du gaz naturel comporte un ensemble de régions productrices, de régions consommatrices et de carrefours commerciaux reliés par des pipelines. Les relations qui existent entre les prix du disponible en différents points de certains secteurs de cette infrastructure complexe peuvent être révélatrices du comportement du marché. Si les marchés situés à différents endroits sont intégrés en un seul marché, il faut s'attendre à ce que leurs prix soient liés et à ce que la *loi du prix unique* prévale. Selon la définition traditionnelle, la zone dans laquelle le prix d'un bien tend à être uniforme – abstraction faite des frais de transport – représente l'étendue d'un marché.

Considérons par exemple une augmentation de la demande sur le marché A. Au début, le prix augmentera et la surenchère des acheteurs et des courtiers entraînera un afflux des approvisionnements tant que l'augmentation de la demande persiste. Parallèlement, les prix sur d'autres marchés auront tendance à augmenter parce que les acheteurs de ces marchés devront payer plus cher pour contrecarrer la diminution de stock occasionnée par les livraisons de gaz destinées au marché A. Finalement, l'augmentation de la demande sur le marché A entraînera l'augmentation des prix sur tous les marchés, toutes choses étant égales par ailleurs. Cette conclusion peut paraître évidente, mais il faut signaler qu'avant la déréglementation et le libre accès aux marchés, aucun mécanisme ne garantissait que le gaz s'écoulerait vers des marchés à valeur plus élevée ni que le gaz le moins coûteux serait écoulé en premier lieu.

La loi du prix unique ne signifie pas qu'une unité de gaz naturel coûte le même prix en différents endroits; elle signifie plutôt que les prix lui obéissent lorsque, abstraction faite des frais de transaction, ils sont égaux au point de ne permettre aucun arbitrage profitable. Dans le cas du gaz naturel, cela signifie que la différence entre les prix à deux endroits tend à égaler les frais de transport du gaz entre ces deux endroits, augmentés des frais pertinents de transaction.

En réalité, on trouve rarement des prix qui diffèrent en deux endroits par le montant exact des frais de transport du gaz entre ces deux endroits. Premièrement, les frais de transport ne sont pas

3 Voir, par exemple, Stigler et Sherwin (1985). «S'il existe un prix unique (abstraction faite des frais de transport) dans une zone donnée, cela signifie nécessairement que les acheteurs ou les vendeurs (ou les deux) considèrent qu'on peut substituer avantageusement (à la limite, parfaitement) les transactions en n'importe quel endroit de cette zone aux transactions en d'autres endroits de la zone. La zone du marché englobe donc les acheteurs qui désirent faire affaire avec n'importe quel vendeur, ou les vendeurs qui désirent faire affaire avec n'importe quel acheteur, ou les deux.» (page 556)

nécessairement homogènes et, deuxièmement, l'offre et la demande subissent des soubresauts imprévisibles qui peuvent parfois créer des mouvements de prix divergents, qui sont habituellement de faible amplitude et de courte durée en raison de la possibilité de redressements dans les livraisons de gaz. Par conséquent, l'hypothèse de base demeure valide : si les mouvements de prix en deux endroits sont quasi parallèles, on peut conclure que ces deux endroits font partie du même marché; si, par contre, ces mouvements ne sont pas parallèles, les deux endroits ne font probablement pas partie du même marché.

Dans les situations où les différences de prix ne reflètent plus les frais implicites de transaction et de transport liés à l'acheminement du gaz d'un marché à l'autre, ces différences traduiront les rigidités structurales et les imperfections du marché découlant du non-respect de la loi du prix unique. Néanmoins, le prix du gaz sur un marché, appelé P_j , peut toujours être influencé dans une certaine mesure par le prix sur un autre marché, appelé P_i . On peut étudier l'ampleur de cette influence à l'aide d'une équation dans laquelle le prix du marché à l'endroit j sera fonction d'une variante des frais de transaction et de transport, appelée A_{ij} , et d'une fraction B du prix sur le marché i . On peut exprimer cette équation de la manière suivante :

$$P_j = A_{ij} + BP_i \quad (1)$$

En se basant sur les considérations qui précèdent, on peut affirmer que la loi du prix unique constitue un cas particulier où B est égal à un. Ce cas suppose que les marchés sont fortement intégrés, c'est-à-dire que le gaz peut librement circuler ou faire l'objet d'un arbitrage entre les deux endroits du marché et que les prix peuvent librement s'ajuster pour que leur différence égale les frais de transaction et de transport. **On peut donc savoir si la loi du prix unique est observée en déterminant si la valeur de B est égale à un ou s'en rapproche. Plus la valeur de B se rapproche de un, plus les deux endroits du marché sont intégrés.**

2.2 Méthodologie statistique

Le marché du gaz naturel n'a cessé d'évoluer depuis le début de la déréglementation des prix. C'est la nature de cette évolution qui est au coeur de notre étude sur le degré d'intégration des prix. Exprimée en fonction de l'équation 1 ci-dessus, cette préoccupation équivaut à étudier comment la valeur de B a varié dans le temps. Il est particulièrement intéressant de déterminer si cette valeur a progressé régulièrement vers un ou si elle a subi de fortes fluctuations.

Les méthodes statistiques courantes, comme l'analyse de régression, les régressions «progressives» et l'analyse de corrélation, peuvent paraître utiles pour déterminer la valeur de B . Cependant, elles ne permettent pas de savoir comment la valeur de B a varié au cours d'une période car elles portent sur des relations moyennes pendant une période donnée. Dans le cas de l'analyse de régression, les estimations de l'intersection et de la pente d'une courbe comme l'équation 1 sont fixes pour toute la période étudiée.

LE FILTRE DE KALMAN

La littérature technique mentionne le principe du filtre de Kalman en 1960 et en 1961, comme en tant fois les articles de Kalman (1960) et Kalman et Bucy (1961). Le filtre de Kalman permet aux ingénieurs de déterminer les valeurs d'une variable qu'on ne peut observer directement, mais au sujet de laquelle on possède des renseignements, grâce à l'existence de variables observables qui lui sont reliées. Ces variables, bien qu'elles aient une influence sur la valeur de la variable non observée, sont souvent contaminées ou «impures», les renseignements qu'elles fournissent n'étant utiles qu'en partie. Le filtre de Kalman a pour but de traiter ou de «filtrer» cette information impure en vue d'obtenir une mesure précise de la variable non observée. D'où l'origine du nom. *Le filtre de Kalman est simplement une méthode qui permet de traiter l'information impure concernant la variable non observée.*

On a commencé à explorer les possibilités offertes par cette méthode aux statisticiens et aux économétriciens à la fin des années 1960 et au début des années 1970 – Chow (1984) donne une excellente revue de la littérature publiée sur le sujet. On a adapté cette méthode à différents problèmes statistiques de nature économique, qui comprennent des notions telles que les variables économiques non observables, la prévision et les paramètres variant avec le temps. C'est la notion de paramètres variant avec le temps qui se trouve au cœur de notre étude.

Dans notre étude, les coefficients qui décrivent la relation existant dans le temps entre les prix aux différents endroits – A et B dans notre analyse – sont inconnus. Il s'agit de paramètres non observés. Dans notre analyse, le filtre de Kalman traite les prix du disponible et produit des renseignements sur la valeur de ces paramètres. Considérons à titre d'exemple les deux séries de prix du gaz naturel sur le marché du disponible qui commencent en janvier 1987 et se terminent en juin 1995. Ces données étant posées, la méthode du filtre de Kalman comprendra deux étapes. Dans la première étape, si nous désirons obtenir la valeur de A et de B en mai 1989, le filtre de Kalman fournira des prévisions des valeurs de ces paramètres d'après les renseignements concernant le mois d'avril 1989. En fait, la meilleure estimation de la valeur correspondant au mois de mai est la valeur qu'il fournit pour le mois d'avril. Dans la deuxième étape, le filtre de Kalman traite les renseignements relatifs au mois de mai et met à jour ses estimations de A et de B. Ce faisant, le filtre incorpore sa prévision d'erreur concernant la première étape. Ce nouveau calcul de A et de B n'utilise pas seulement l'erreur de prévision, pondérée de manière appropriée, elle actualise également les renseignements supplémentaires concernant la variabilité (variance et covariance) de l'erreur de prévision. Le filtre de Kalman produit ainsi les meilleures estimations de A et de B pour mai, car non seulement il incorpore toute l'information fournie par les données précédentes, mais il utilise et pondère son erreur de prévision. La répétition séquentielle de ces deux étapes se poursuit jusqu'à épuisement des observations.

Étant donné que le filtre de Kalman produit toujours son estimation concernant la période actuelle en se «reportant» à la première étape, on l'appelle souvent un *algorithme de résolution récursive*. C'est là que réside sa puissance par rapport aux autres techniques. Seule cette méthode basée sur l'actualisation et la résolution récursive peut produire des valeurs de A et de B variant réellement dans le temps tout en respectant les critères statistiques des «meilleures» estimations de A et de B. Le lecteur que le sujet intéresse trouvera une explication plus rigoureuse du principe de Kalman à l'annexe III.

Comme c'est le cas pour d'autres études dans lesquelles on a appliqué la méthode du filtre de Kalman à la question de la loi du prix unique, la manière dont nous utilisons dans notre étude le filtre ne permet pas d'appliquer un test précis à la signification statistique de B. Par conséquent, *en représentant graphiquement la valeur de B en fonction du temps, on ne peut obtenir qu'une évaluation subjective de la convergence éventuelle*. Selon la théorie, dans un marché parfaitement intégré, B doit être égale à un, et la valeur de A doit être égale aux frais implicites de transport et de transaction. Pour simplifier, nous dirons que plus la valeur de B se rapproche de un, plus le marché tend à suivre la loi du prix unique; plus la valeur de B s'éloigne de un, plus le marché s'écarte de la loi du prix unique. Lorsque B est différent de un, la loi du prix unique n'est pas suivie, et la seule conclusion que l'on peut tirer concernant la valeur de A est qu'elle représente autre chose que les frais implicites de transaction et de transport.

2.3 Données

Les données que nous utilisons pour évaluer les marchés du disponible sont les prix du gaz négociés pendant la semaine de soumission de chaque mois, pour les principaux bassins de production nord-américains et les principaux points d'exportation canadiens, ainsi que les prix au début du mois relevés à plusieurs points de livraison. Tous les prix sont donnés en dollars américains le million d'unités thermiques (106 Btu). Chaque série de prix se termine en septembre 1995, mais le point de départ de chacune dépend de la disponibilité des données.

Nous utilisons les prix du disponible parce qu'ils reflètent le mieux les conditions du marché aux différents points du réseau pipelinier. Les transactions concernant le gaz naturel s'effectuent de plus en plus sur le marché du disponible. Même dans les cas où les ventes font l'objet d'un contrat à court ou à long terme, la fixation des prix fait souvent référence au marché du disponible plutôt qu'à un prix déterminé pour la durée du contrat.

Tous les prix du gaz naturel américain sur le marché du disponible sont tirés du rapport intitulé *Inside FERC'S Gas Market Report* («*Inside FERC*»), publié par McGraw Hill. Les prix que nous utilisons sont les prix du gaz qui ont cours le premier jour du mois, qui reflètent les prix contractuels du gaz devant être livré pendant une période de trente jours ou moins au cours du mois.

Les données sur les prix du gaz naturel canadien sur les marchés du disponible proviennent de *Canadian Enerdata Inc.*; ils visent tous les principaux points d'exportation de gaz naturel au Canada et comprennent également le prix du gaz à Empress (Alberta). Les prix à Empress servent généralement à représenter le prix à la «frontière» de l'Alberta. Canadian Enerdata recueille ses données par point d'exportation en tenant compte des prix négociés pendant la semaine de soumission, ce qui

4 Dans notre analyse, s'il y a convergence des prix, cela signifie que l'équation exprimée tient compte de la véritable relation structurelle existant entre les prix et que l'intersection représente la valeur des frais implicites de transaction et de transport du marché. Si B ne converge pas vers la valeur un, l'intersection indique que l'équation existante est inadéquate en ce sens qu'elle est mal exprimée. Cette expression erronée peut être due au manque de variables explicatives exprimant par exemple certaines influences de la réglementation ou certaines contraintes de capacité pipelinrière qui distordent la relation entre les prix des marchés. Le point le plus important à retenir est que l'intersection ne représente dans ce cas aucune valeur monétaire précise.

harmonise ses renseignements – en ce qui concerne la méthodologie – avec les données du rapport *Inside FERC*. Les données sur les prix à Empress sont légèrement différentes car le prix indiqué est représentatif de tous les contrats, sur le marché du disponible, négociés au cours d'un mois donné alors que la livraison du gaz ne se fera qu'au cours du mois suivant. En général, à Empress, la plupart des transactions sont conclues vers la fin du mois, ce qui rapproche la série de prix de la série des prix de la semaine de soumission obtenus à l'aide de la méthodologie de *Inside FERC*. L'annexe I donne une description détaillée des données et de leur sources.

Idéalement, les données devraient se prêter à une telle analyse. Les prix quotidiens des *transactions*, plutôt que les prix de soumission, refléteraient l'évolution des conditions du marché et, par là même, les besoins «réels» des agents plutôt que les besoins «prévus» comme c'est le cas pour les prix de soumission. Les prix de la semaine de soumission ne sont pas nécessairement établis exactement au même moment, ce qui fait qu'ils peuvent refléter des conditions du marché différentes à différents moments de la semaine. Toutefois, les séries de prix quotidiens n'existent pas pour les marchés canadiens et certains marchés américains vers la fin des années 1980. Compte tenu de l'uniformité dans la collecte des données sur les prix de la semaine de soumission et le fait que ces données sont recueillies depuis plus longtemps, nous avons choisi de les utiliser. Dans un récent ouvrage, Brinkmann et Rabinovitch (1995) en ont fait de même pour l'étude de questions similaires.

Figure 3: Marchés du disponible en Amérique du Nord retenus

Marchés canadiens du disponible

- A = Empress (Alberta)
- B = Huntingdon (C.-B.)
- C = Kingsgate (C.-B.)
- D = Monchy (Saskatchewan)
- E = Emerson (Manitoba)
- F = Iroquois (Ontario)

Marché américains du disponible

- 1 = ANR Pipeline Co.-Oklahoma
- 2 = ANR Pipeline Co.-dans le golfe du Mexique
- 3 = Colorado Interstate Gas Co.-Rocheuses
- 4 = Columbia Gulf Transmission Co.-Louisiane
- 5 = El Paso Natural Gas Co.-Anadarko
- 6 = El Paso Natural Gas Co.-Permien
- 7 = El Paso Natural Gas Co.-San Juan
- 8 = Kern River Gas Transmission Co.-Wyoming
- 9 = Natural Gas Pipeline Co. of America-Oklahoma
- 10 = Natural Gas Pipeline Co. of America-Louisiane
- 11 = Natural Gas Pipeline Co. of America- côte de golfe du Mexique, Texas
- 12 = Northern Natural Gas Co.-Texas/Oklahoma/Kansas
- 13 = Northern Batural Gas Co.-Ventura
- 14 = Northwest Pipeline Corp.-Rocheuses
- 15 = Panhandle Eastern Pipeline Co.-Texas/Oklahoma
- 16 = Transwestern Pipeline Co.-Permien
- 17 = Chicago
- 18 = ville de New York

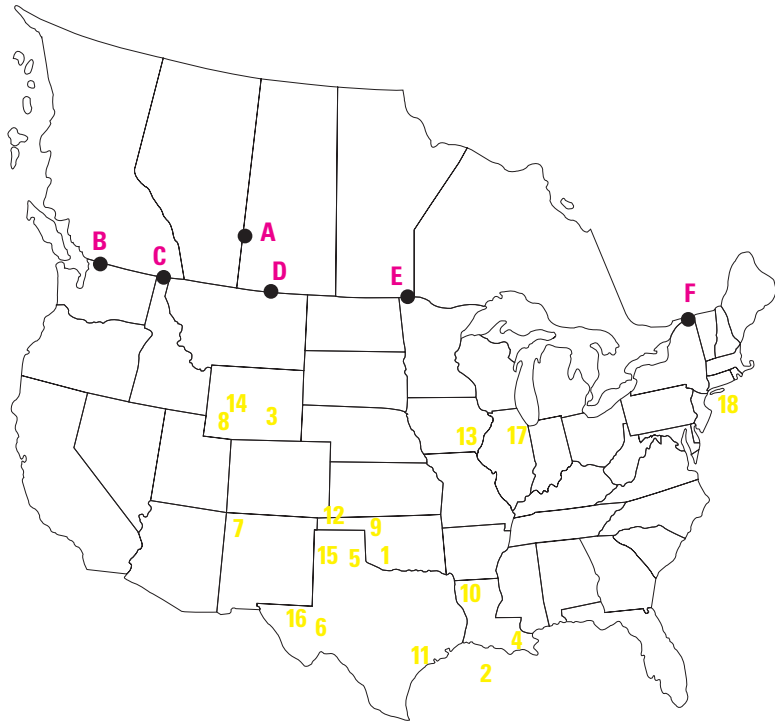
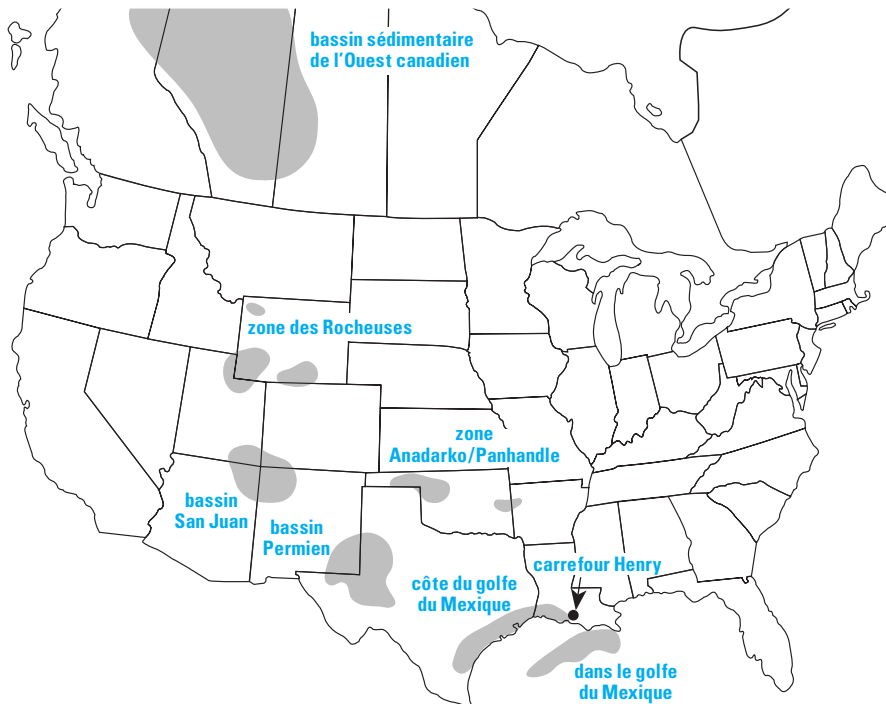


Figure 4: Bassins producteurs d'Amérique du Nord retenus



CHAPITRE 3

Analyse des résultats

Nous présentons nos résultats en deux volets. Premièrement, nous examinons les points de fixation des prix par rapport à Empress (Alberta), endroit retenu parce qu'il est représentatif de la fixation des prix sur le marché de l'Alberta et qu'il y existe un marché du disponible actif depuis la fin de 1986. Les prix fixés à Empress sont analysés en fonction des prix aux endroits suivants :

1. Points d'exportation canadiens
2. Carrefours commerciaux des régions productrices aux É.-U. (côte du golfe du Mexique, bassin Permien, Anadarko / Panhandle, Rocheuses et San Juan)
3. Points de livraison à Ventura, Chicago et à New York.

Deuxièmement, nous étudions plusieurs points de fixation des prix par rapport à d'autres aux É.-U. pour obtenir une courbe d'intégration des prix dans ce pays⁵. Voir les figures 3 et 4 pour les cartes de référence.

Pour toutes les figures qui ont servi à l'analyse suivante, nous avons supprimé les douze premières valeurs de B produites par le filtre de Kalman. Cela permet de passer les données d'une année entière dans le filtre et d'éliminer ainsi toute instabilité de la valeur de B qui n'est pas forcément une indication de la relation fondamentale entre les prix.

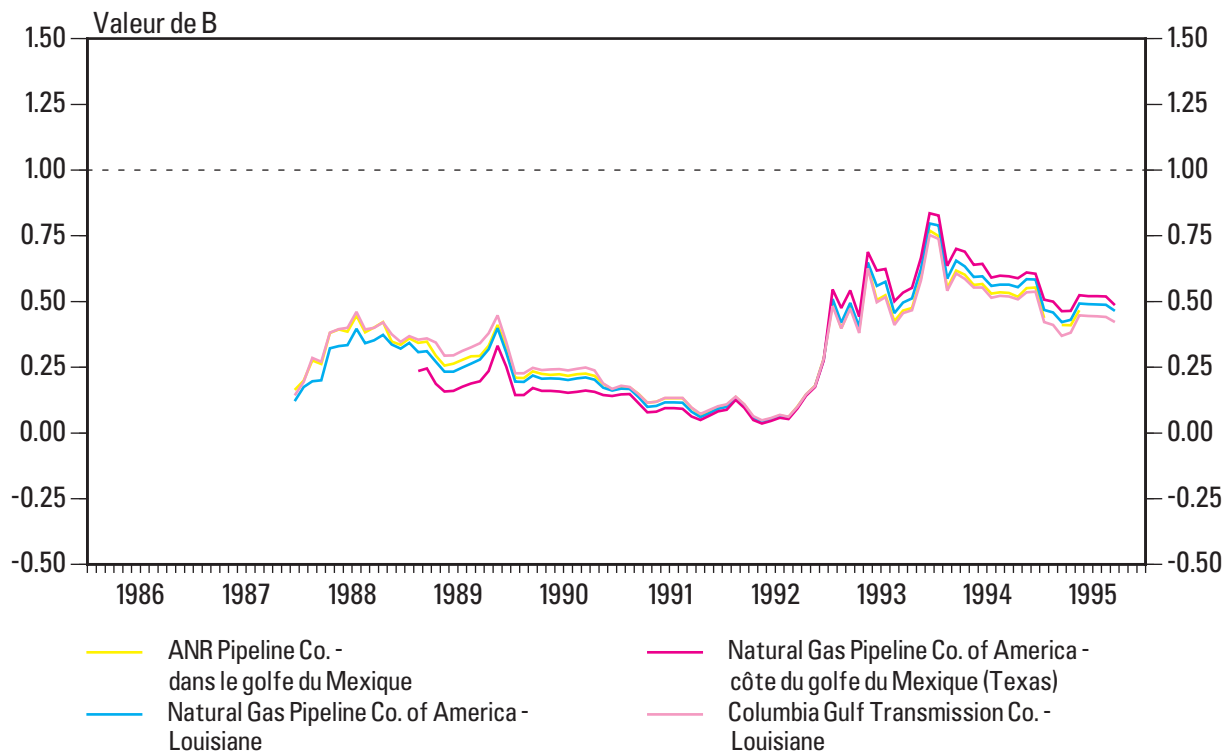
3.1 Intégration des prix du gaz naturel sur le marché du disponible à Empress

Les figures 5 à 11 reflètent le degré d'intégration des prix à Empress par rapport à ceux des autres bassins de production primaire en Amérique du Nord, des points d'exportation canadiens et des points de livraison américains⁶. La première conclusion que l'on peut tirer de ces figures, c'est que les

5 En tout, nous avons examiné 30 séries de prix du disponible aux É.-U. et au Canada. Si l'on considère que chaque série de prix est une variable dépendante de l'équation 1 (côté gauche), on peut obtenir 870 courbes montrant la variation de B dans le temps. Nous avons retenu les combinaisons qui reflétaient la perspective canadienne sur le marché nord-américain et les pipelines américains qui permettent une analyse aussi étendue que possible géographiquement tout en conservant à l'étude une taille raisonnable.

6 Nous avons aussi effectué une analyse de la fluctuation dans le temps à l'aide des prix pour le carrefour AECO-C. Enerdata fournit de l'information sur cette série de prix à partir de mars 1993. Pour cette raison, nous avons effectué deux analyses AECO-C, qui comprenaient les données relatives au carrefour AECO-C seulement et un assemblage de données relatives au carrefour AECO-C et des données relatives à Empress. Dans les deux cas, les résultats étaient, du point de vue qualitatif et quantitatif, semblables aux résultats indiqués pour Empress.

Figure 5: Intégration des prix – Empress / côte américaine du golfe du Mexique (en fonction des mois)



courbes illustrant la variation du paramètre variant avec le temps B se ressemblent. Cependant, leur position par rapport à la ligne horizontale tirée à la valeur 1 varie en fonction de la région. Dans les pages qui suivent, nous allons étudier plus en détail chaque région.

Prix à Empress par rapport aux prix de la côte américaine du golfe du Mexique

Dans la figure 5, les prix à Empress sont comparés à ceux de la côte américaine du golfe du Mexique. Les prix aux points de réception pour les quatre compagnies pipelinières sont représentatifs de la région⁷. Les séries de prix de Columbia Gulf Transmission Co. ont été adoptés pour représenter ceux du carrefour Henry.

Comme le montre la figure 5, le degré d'intégration entre les prix à Empress et ceux de la côte du golfe du Mexique a été relativement modéré. De la fin de 1989 à la fin de 1992, les prix à Empress n'ont pas du tout suivi ceux de la côte du golfe du Mexique. Cela tenait probablement à l'apparition de l'excédent de gaz naturel sur le marché de l'Alberta et au manque de moyens de prise à partir de l'Alberta. À la fin de 1992, les prix en Alberta étaient si bas et si insensibles aux prix de la côte du golfe du Mexique qu'il n'y avait aucune intégration des prix.

⁷ Bien qu'il existe des données sur les autres grandes compagnies pipelinières de la région, les résultats de ces séries de prix ont donné des courbes et des amplitudes très proches en matière d'intégration des prix.

Cependant, quelques mois après que la relation entre les prix des deux régions ait atteint son point le plus bas, la tendance s'est complètement renversée et la valeur de B a culminé au début de 1994. Comme on peut le voir sur le graphique, l'intégration est beaucoup plus forte, mais B n'atteint pas la valeur 1. Selon les données les plus récentes, le marché de l'Alberta semble bien être maintenant plus intégré à celui de la côte du golfe du Mexique qu'il ne l'était à la fin des années 1980 et au début des années 1990; néanmoins, la relation n'est pas encore caractéristique d'une intégration parfaite.

Certains événements peuvent expliquer le brusque changement de relation entre les prix. D'abord, le début de l'hiver 1992-1993 a été très froid en Alberta. Les basses températures ont provoqué une série de hausses des prix à Empress, car du gaz destiné à l'exportation a dû être livré à contre courant et consommé en Alberta. L'augmentation de la demande interne a fait que les prix à Empress sont devenus plus sensibles et plus intégrés aux conditions de la demande dans le reste de l'Amérique du Nord.

Par ailleurs, le début de l'hiver 1993-1994 a été exceptionnellement froid dans l'est du continent nord-américain. Cette vague de froid a engendré de fortes demandes pour le gaz de l'Alberta; cette demande s'ajoutant à celle résultant de l'hiver précédent a permis d'absorber une grande partie des excédents à Empress. De plus, les agrandissements pipeliniers suivants ont entraîné un accroissement du nombre des points de livraison et des volumes de gaz albertain : le pipeline Iroquois (novembre 1992) et ses agrandissements ultérieurs, l'augmentation de la capacité d'exportation de Northern Border par Monchy (novembre 1992) et l'agrandissement du pipeline de Pacific Gas Transmission vers la Californie (novembre 1993). Ces trois projets ont accru le potentiel d'exportation de gaz canadien de presque 700 milliards de pieds cubes par an. Il est évident que le gaz naturel de l'Alberta n'était alors plus restreint à la province, où il faisait ainsi baisser les prix internes, mais qu'il pouvait facilement atteindre les autres marchés. En réalité, pendant un certain temps, l'Alberta eu un meilleur accès à l'ensemble des réseaux de transport du gaz nord-américain.

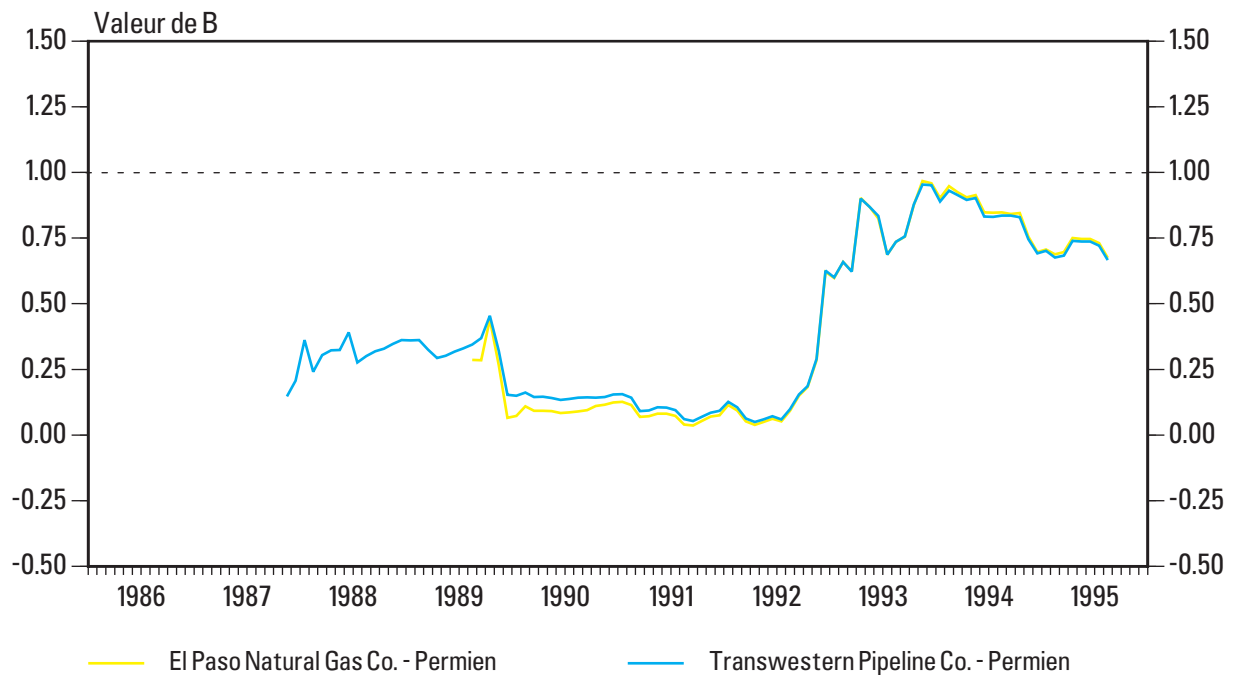
Le moindre degré d'intégration des prix depuis 1993 coïncide avec l'apparition de la démarcation est/ouest du marché continental. Auparavant, le gaz de l'Alberta et celui de la côte du golfe du Mexique se partageaient des marchés du Midwest et du Nord-Est. Les excédents de l'ouest des É.-U. ont forcé le gaz de la côte du golfe du Mexique hors des marchés du Midwest, alors que les excédents de gaz albertain se sont dirigés vers la Californie à la suite de l'agrandissement du pipeline de Pacific Gas Transmission en novembre 1993.

En résumé, il existe deux périodes très distinctes en ce qui concerne l'intégration entre les prix à Empress et ceux de la côte du golfe du Mexique : avant 1993 et depuis le début de 1993. Pour les raisons que nous avons évoquées ci-dessus, le degré d'intégration entre les prix des deux régions a augmenté, mais il n'est pas encore parfait.

Prix à Empress par rapport aux prix du bassin Permien

Dans la **figure 6**, nous examinons la relation entre les prix à Empress et ceux fixés par deux grandes compagnies pipelinères qui transportent du gaz à partir du bassin Permien. De nouveau, nous observons une courbe semblable à celle de la figure 5 – la relation entre les prix est faible, si ce n'est

Figure 6: Intégration des prix – Empress / bassin Permien (en fonction des mois)



inexistante (B est proche de 0), à la fin de 1992. Cependant, le renversement de tendance y est encore plus marqué, et B s’approche de la valeur 1 au début de 1994.

Prix à Empress par rapport aux prix de la région Anadarko / Panhandle

La courbe de la figure 6 se retrouve à la figure 7, qui représente la relation entre les prix à Empress et ceux des compagnies pipelinières du bassin Anadarko et de la région de Panhandle (Texas / Oklahoma / Kansas)⁸. Une période de fléchissement est suivie d’un renversement marqué de tendance à la fin de 1992, moment où B est proche de un, lui-même suivi d’un retour à un léger fléchissement. Cependant, cette région parvient à une meilleure intégration de ses prix avec ceux fixés à Empress que ne le fait la côte du golfe du Mexique.

Prix à Empress par rapport aux prix de la région des Rocheuses/San Juan

La relation de prix entre Empress, la région des Rocheuses et le bassin San Juan est illustrée à la figure 8. Cette figure témoigne de l’apparition de la loi du prix unique entre les carrefours commerciaux. Après une certaine intégration des prix avec l’Alberta à la fin des années 1980 (plus particulièrement, en ce qui concerne Colorado Interstate et Northwest Pipeline), la relation s’est détériorée au début des années 1990 sans devenir aussi faible que celle entre Empress et les régions de la côte du golfe du Mexique et d’Anadarko/Panhandle. Suite à la hausse de 1993, les prix de Colorado

⁸ La courbe d’El Paso Natural Gas se termine en février 1995. Cela s’explique par le fait que les prix du gaz ont été si bas au cours des derniers mois dans l’ouest des É.-U. qu’El Paso n’expédie aucun volume de gaz vers l’ouest par la canalisation qui part d’Anadarko.

Figure 7: Intégration des prix – Empress / bassins Anadarko et Panhandle (en fonction des mois)

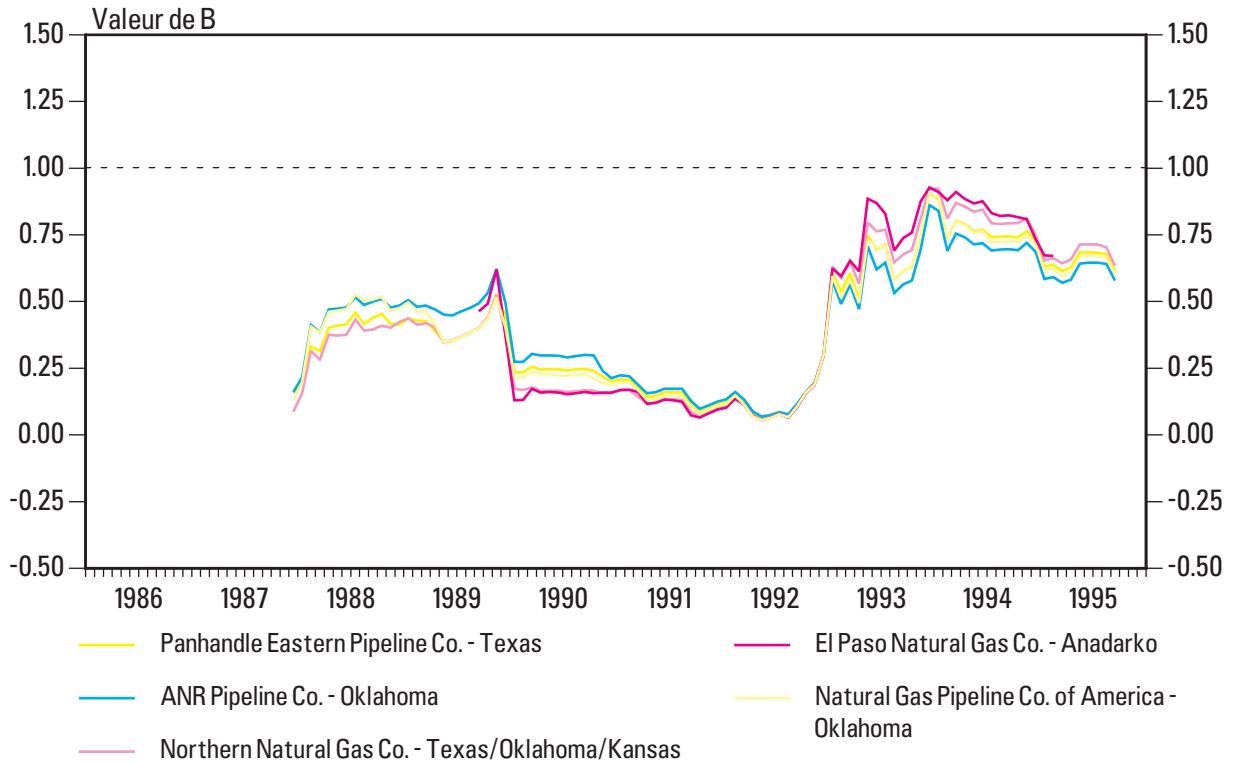
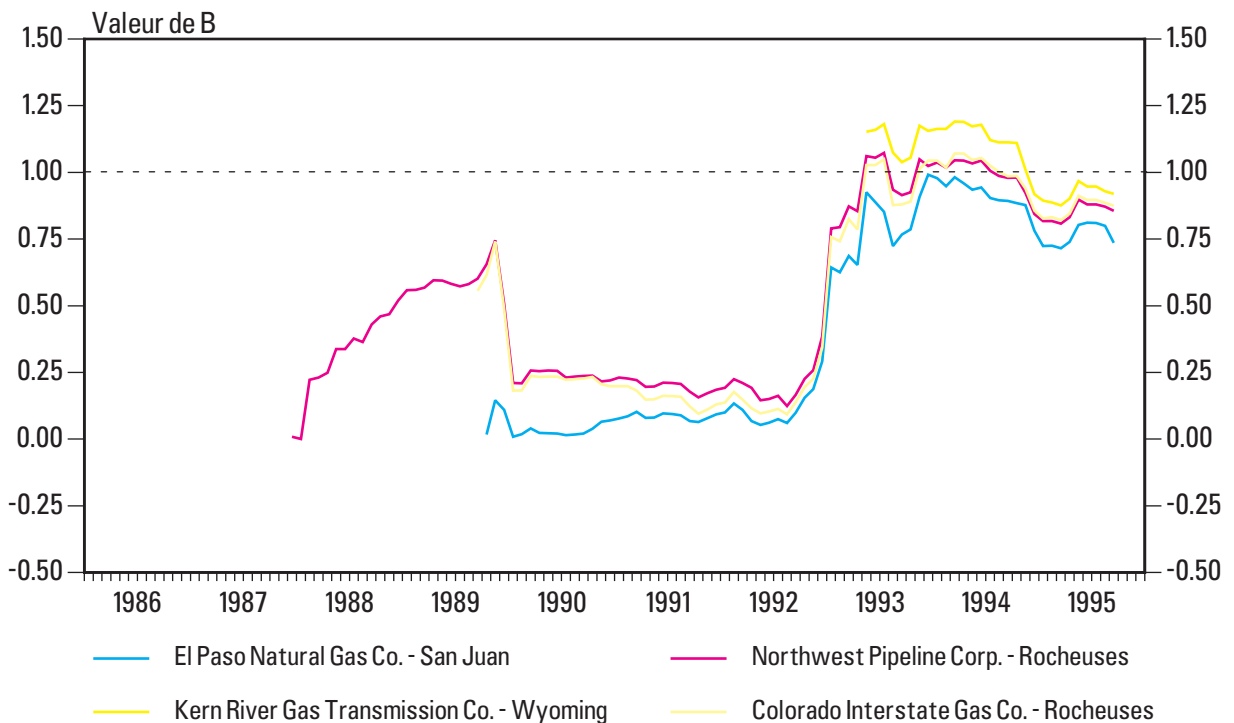


Figure 8: Intégration des prix – Empress / Rocheuses et bassin San Juan (en fonction des mois)



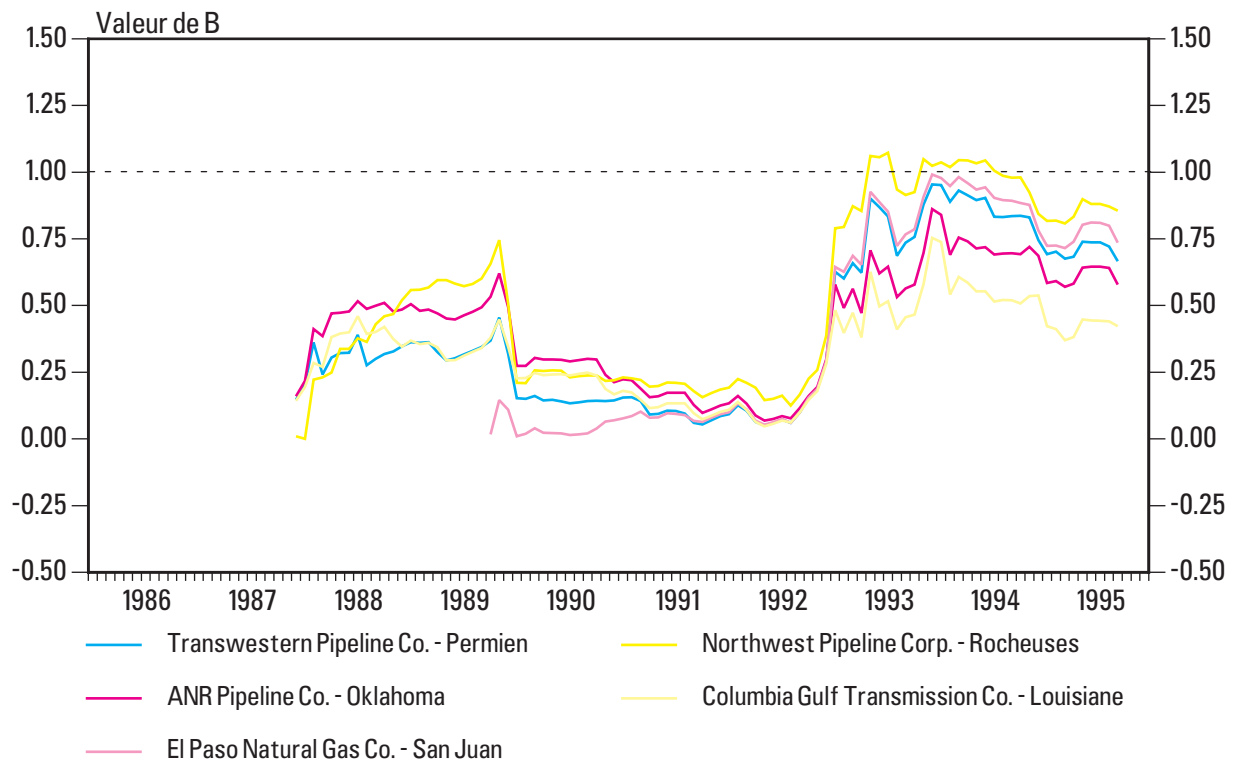
Interstate et de Northwest Pipeline se sont presque parfaitement intégrés à ceux fixés à Empress pendant environ 18 mois (de mai 1993 à octobre 1994). Les prix de deux autres compagnies pipelinières étaient également beaucoup mieux intégrés par rapport à ceux d'Empress pendant la même période. Étant donné la preuve fournie par les cas de Colorado Interstate et Northwest Pipeline, on peut en déduire qu'une intégration des prix parfaite, ou presque parfaite, s'est produite entre Empress et la région de production des Rocheuses.

Prix à Empress par rapport aux prix des bassins nord-américains retenus

Dans la **figure 9**, nous avons réuni les courbes de régions qui étaient étudiées dans les figures 5 à 8 pour avoir une idée plus claire de l'intégration entre les prix à Empress et ceux du reste de l'Amérique du Nord. Cette figure montre que la situation géographique influe sur l'intégration. Plus la région de fixation des prix est éloignée, plus la relation avec Empress est tenue. Par exemple, des régions de production comme les bassins Permien et San Juan et celui des Rocheuses, avec lesquels l'Alberta se trouvera probablement en concurrence, ont un plus haut degré d'intégration des prix que les bassins Anadarko / Panhandle ou la côte du golfe du Mexique.

La figure 9 révèle une démarcation est/ouest dans la fixation des prix. Le manque de canalisations pour transporter le gaz depuis les bassins producteurs de l'ouest jusqu'aux gros marchés de l'est a probablement entraîné un excédent de gaz dans la moitié occidentale du continent nord-américain. Bien que ces résultats ne soient pas surprenants, ils confirment l'opinion grandissante

Figure 9: Intégration des prix – Empress / Bassins d'Amérique du Nord retenus (en fonction des mois)



dans l'industrie gazière, à savoir qu'il existe une démarcation dans la fixation des prix sur les marchés de gaz naturel en Amérique du Nord. La préoccupation de l'industrie à cet égard a été le catalyseur du nouveau contrat à terme de gaz naturel de l'ouest qui a fait son apparition en août au Kansas City Board of Trade. Ce contrat concerne la livraison de gaz au carrefour Waha dans le bassin Permien, bassin qui a des relations plus étroites avec Empress que n'en avait le point de livraison des contrats à terme de la NYMEX au carrefour Henry (pour lequel les prix de Columbia Gulf Transmission Co. ont servi de référence). La relation plus étroite établie suggère, à l'heure actuelle, qu'avec le contrat de Kansas City les intervenants canadiens auront peut-être un meilleur instrument de couverture, car une relation plus forte implique un risque de base réduit⁹.

Prix à Empress par rapport aux prix aux points de livraison américains et à Ventura

À la **figure 10**, nous examinons comment B varie dans le temps lorsque la distance entre Empress et le marché «consommateur» augmente. On y observe la relation entre les prix aux points de livraison à New York et à Chicago et les prix à Empress et à Ventura, important point de transfert pour le gaz albertain qui est expédié vers le Midwest américain. Pour ces marchés, nous assistons à l'apparition d'une tendance similaire à celle que nous avons constatée dans les régions productrices. Ventura est plus intégré à Empress qu'à Chicago ou à New York, probablement parce que le gaz albertain occupe une plus grosse part du marché à Ventura qu'à Chicago et New York. Par conséquent, le gaz de l'Alberta jouerait un plus grand rôle dans les liens relatifs à la fixation des prix à Ventura qu'aux points de livraison. Dès que le gaz s'éloigne de Ventura en direction des marchés de l'est, l'intégration des prix faiblit.

Prix à Empress par rapport aux prix aux points d'exportation canadiens

À la **figure 11**, nous montrons quel est le degré d'intégration entre les prix fixés aux points d'exportation canadiens de Huntingdon, Kingsgate, Monchy, Emerson et Iroquois et ceux fixés à Empress¹⁰. Il peut sembler surprenant de découvrir une tendance similaire en matière d'intégration des prix à celles existant dans les régions de production et de consommation. Cependant, il faut garder à l'esprit la nature des prix fixés à Empress – c'est le prix du gaz avant qu'il ne quitte l'Alberta. En raison de la capacité d'exportation moins grande, l'excédent de gas dans la province fait baisser les

9 Le terme «de base» signifie traditionnellement la différence entre le prix du disponible au point réel de vente du gaz et le prix d'un contrat à terme (par exemple, le prix des contrats à terme de la NYMEX repose sur les livraisons au carrefour Henry). Un producteur d'Alberta vendant du gaz à Empress peut se protéger contre le risque d'une baisse générale sur le marché en vendant des contrats à terme de la NYMEX. Cependant, il s'expose toujours au «risque de base», c'est-à-dire le risque que le prix du disponible à Empress et le prix des contrats à terme de la NYMEX ne varient pas ensemble dans le même sens. Quelquefois «de base» signifie la différence entre des prix du disponible à divers endroits; c'est un terme synonyme du terme «aftermarket basis».

10 En général, les points d'exportation canadiens ne servent pas de points de négoce, c.-à-d. d'endroits où le gaz est acheté et vendu et où les prix sont proposés. Ainsi, les prix publiés pour les points d'exportation sont plutôt tirés d'autres données sur les prix du marché et ils ne représentent pas de séries de données indépendantes. En ce sens, l'inclusion des points d'exportation est une approximation pour les marchés d'où le gaz canadien est en définitive acheminé.

11 On pourrait s'attendre à ce que la relation entre les prix à Kingsgate et à Empress soit plus proche de la relation entre les prix à Huntingdon et à Empress. L'écart entre les courbes correspond à l'époque où l'ONÉ et le gouvernement de l'Alberta ont imposé des limites aux nouvelles ventes sur le marché du disponible du gaz destiné à la Californie. Cette absence de données fausse probablement les relations entre les prix, relations qui paraissent plus faibles qu'elles ne le sont en vérité.

Figure 10: Intégration des prix – Empress / points de livraison américains et Ventura (en fonction des mois)

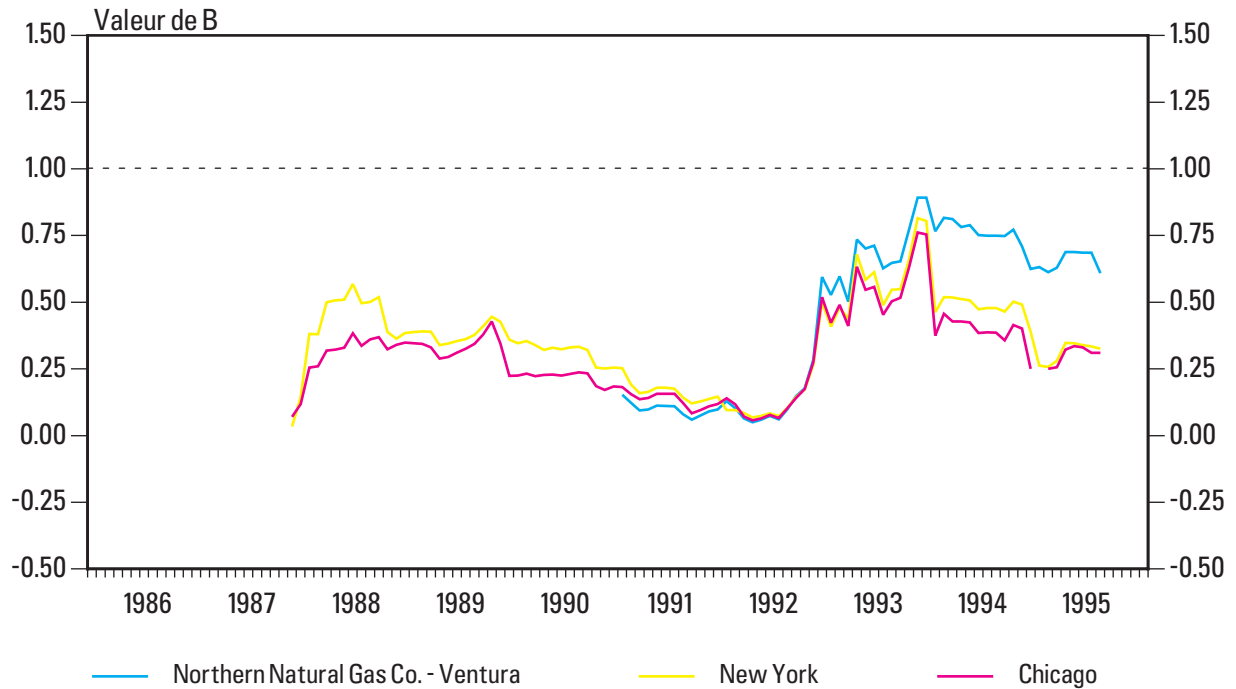
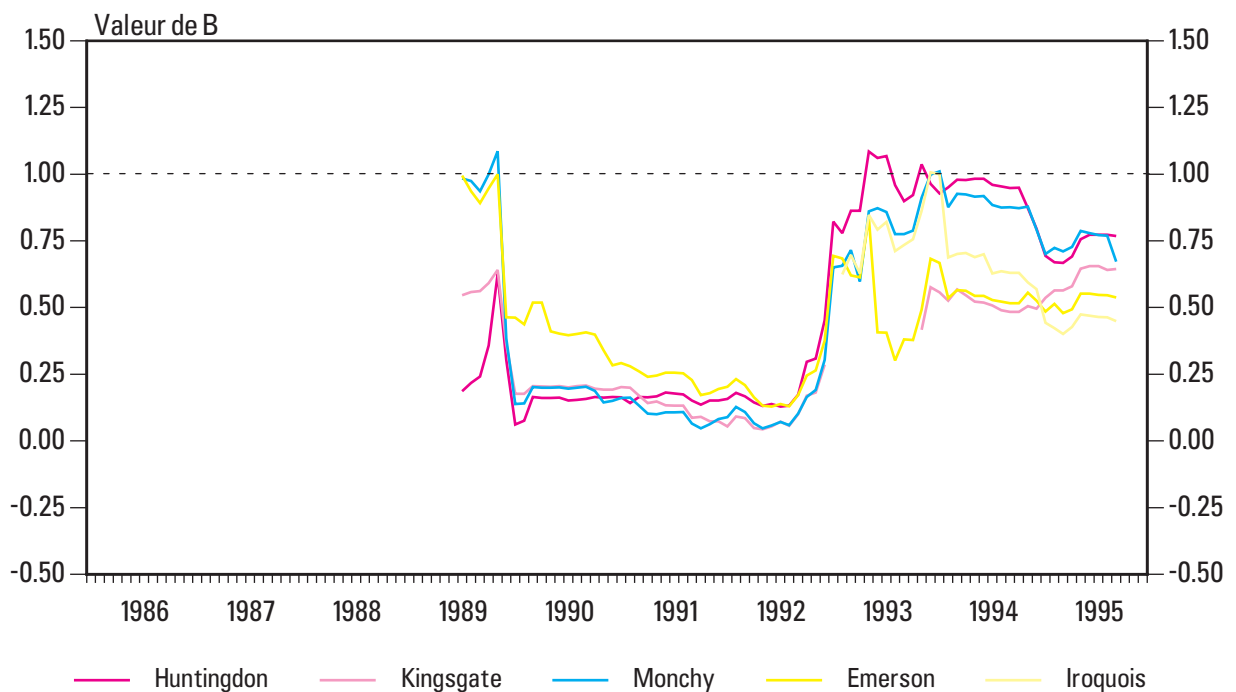


Figure 11: Intégration des prix – Empress / points d'exportation canadiens (en fonction des mois)



prix. De nouveau, nous pouvons constater qu'en général la distance influe sur le degré d'intégration des prix. Si l'intégration est plutôt bonne dans certains cas (Huntingdon et Monchy), elle reste moyenne pour le reste¹¹.

Globalement, les résultats indiquent qu'au cours des dernières années, Empress s'est davantage intégré au marché nord-américain de gaz naturel, probablement en raison de la capacité d'exportation plus élevée et de la demande plus forte, qui a débuté en 1992-1994. Bien qu'on ne puisse pas dire que les relations entre les prix illustrées par les figures 5 à 11 reflètent la loi du prix unique, sauf dans certains cas, les courbes suggèrent qu'Empress est davantage sensible à l'ensemble – plus large et plus divers – des conditions actuelles du marché qu'aux conditions qui existaient à la fin des années 1980 et au début des années 1990. De plus, il est évident que nous sommes en présence d'une démarcation est/ouest dans la fixation des prix; en effet, Empress semble avoir des liens plus étroits avec les bassins de production de l'ouest qu'avec les marchés de production de l'est comme le carrefour Henry, sur laquelle reposent les contrats à terme de la NYMEX.

3.2 Intégration des prix du gaz naturel sur le marché du disponible aux É.-U.

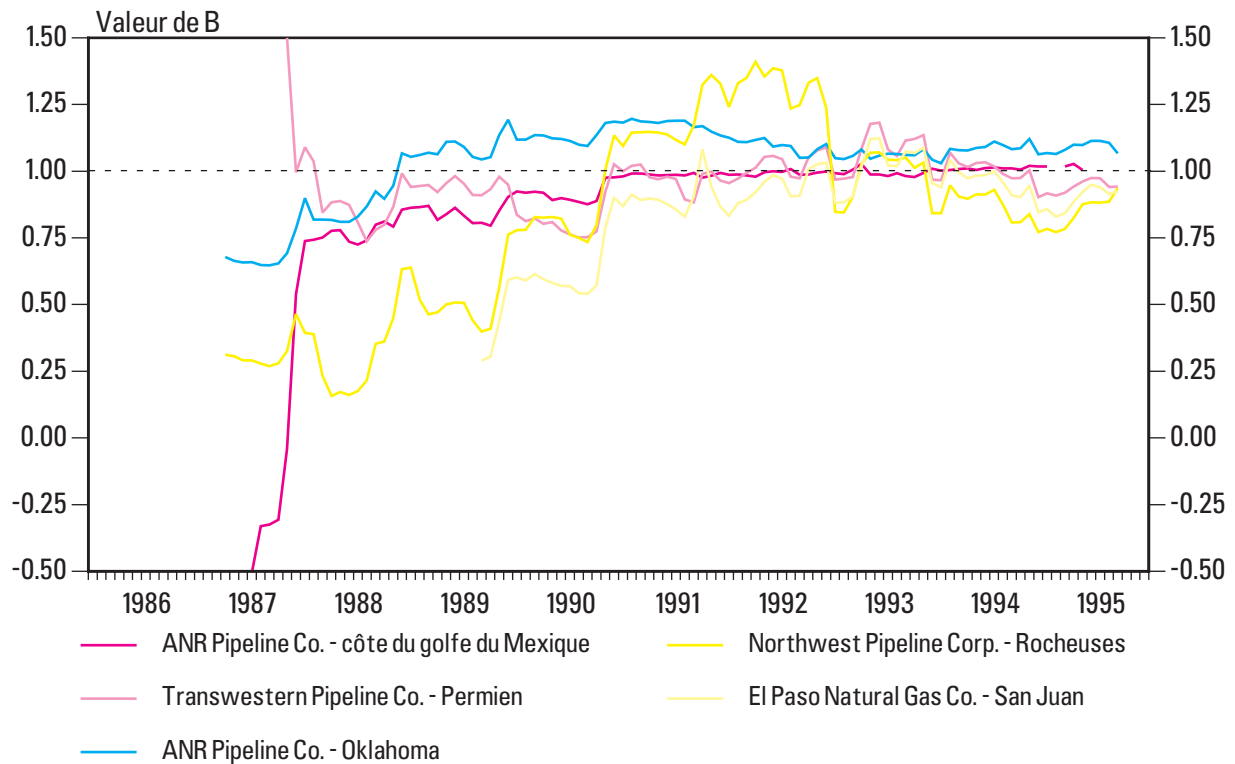
Le degré d'intégration des prix aux É.-U. est illustré aux figures 12 à 16 où l'on compare les régions qui ont été utilisées dans l'analyse d'Empress : la côte du golfe du Mexique (carrefour Henry – pour laquelle Columbia Gulf Transmission Co. a servi de référence), la région Anadarko / Panhandle (ANR Pipeline Co. – Oklahoma), le bassin Permien (Transwestern Pipeline Co.), le bassin San Juan (El Paso Natural Gas Co.) et les Rocheuses (Northwest Pipeline Corp.).

En retenant les cinq séries de prix susmentionnées, il est possible de tracer vingt courbes possibles du paramètre variant avec le temps B. Cependant, nous avons éliminé les combinaisons où les variables ne faisaient que permuter dans l'équation 1 par rapport à une combinaison précédente. Cela permet d'éviter le chevauchement des résultats et de faire une analyse concise. À des fins de comparaison, la figure de chaque région comprend également la courbe du paramètre B pour une autre compagnie pipelinière de la région. Ainsi, la figure 12 montre la fixation des prix au carrefour Henry (Columbia Gulf Transmission Co.) par rapport à cinq autres régions de production, et par rapport à ANR Pipeline dans le golfe du Mexique. La figure 13 montre la fixation des prix à Anadarko / Panhandle (ANR Pipeline – Oklahoma) par rapport aux autres régions productrices restantes (soit sans la côte du golfe du Mexique), et par rapport à une compagnie pipelinière de la région Anadarko / Panhandle (Panhandle Eastern), etc. Dans la dernière figure (n° 16), la courbe représente l'intégration entre les prix de deux compagnies pipelinières de la région des Rocheuses, Northwest Pipeline Corp. et Colorado Interstate Gas Co.

Côte du golfe du Mexique

À la figure 12, nous examinons l'intégration des prix fixés sur la côte du golfe du Mexique. En l'occurrence, cette dernière est représentée par la compagnie qui sert de référence au carrefour Henry. Bien que l'intégration soit meilleure que dans le cas d'Empress, on trouve de nouveau une variation du degré d'intégration en fonction de la situation géographique : plus on s'éloigne de la côte du golfe

Figure 12: Intégration des prix – côte du golfe du Mexique / régions de production américaines retenues (en fonction des mois)



du Mexique, plus l'intégration diminue et devient instable. Par exemple, les installations d'ANR dans le golfe du Mexique sont un exemple frappant de la loi du prix unique. Depuis janvier 1991, la valeur de B s'est maintenue pratiquement constamment à un. Ce résultat n'est pas trop surprenant; il est révélateur du niveau de concurrence et de l'efficacité en matière d'ajustement des prix dans cette région. Cependant, d'autres régions, pour lesquelles la valeur de B oscille autour de un, ne se sont pas encore stabilisées sur une voie qui pourrait les amener à une loi du prix unique. La courbe instable de la région des Rocheuses (Northwest Pipeline Corp.) le prouve très clairement.

Région Anadarko / Panhandle

L'intégration des prix de la région Anadarko / Panhandle est illustrée à la figure 13. Comme à la figure 12, on y retrouve une valeur de B qui augmente avec le temps. Les bassins Permien et San Juan affichent la même instabilité que l'on avait constatée pour la côte du golfe du Mexique, mais l'intégrité des prix fléchit vers la fin de la courbe. Cependant, ce qui est remarquable, c'est la similitude de l'intégration des prix entre les bassins Permien et San Juan et la région des Rocheuses. Inversement, les points de fixation des prix de Panhandle Eastern ont affiché une intégration de prix presque parfaite depuis le début de 1991, preuve de l'existence de la loi du prix unique.

Figure 13: Intégration des prix – Anadarko / Panhandle et régions de production américaines retenues (en fonction des mois)

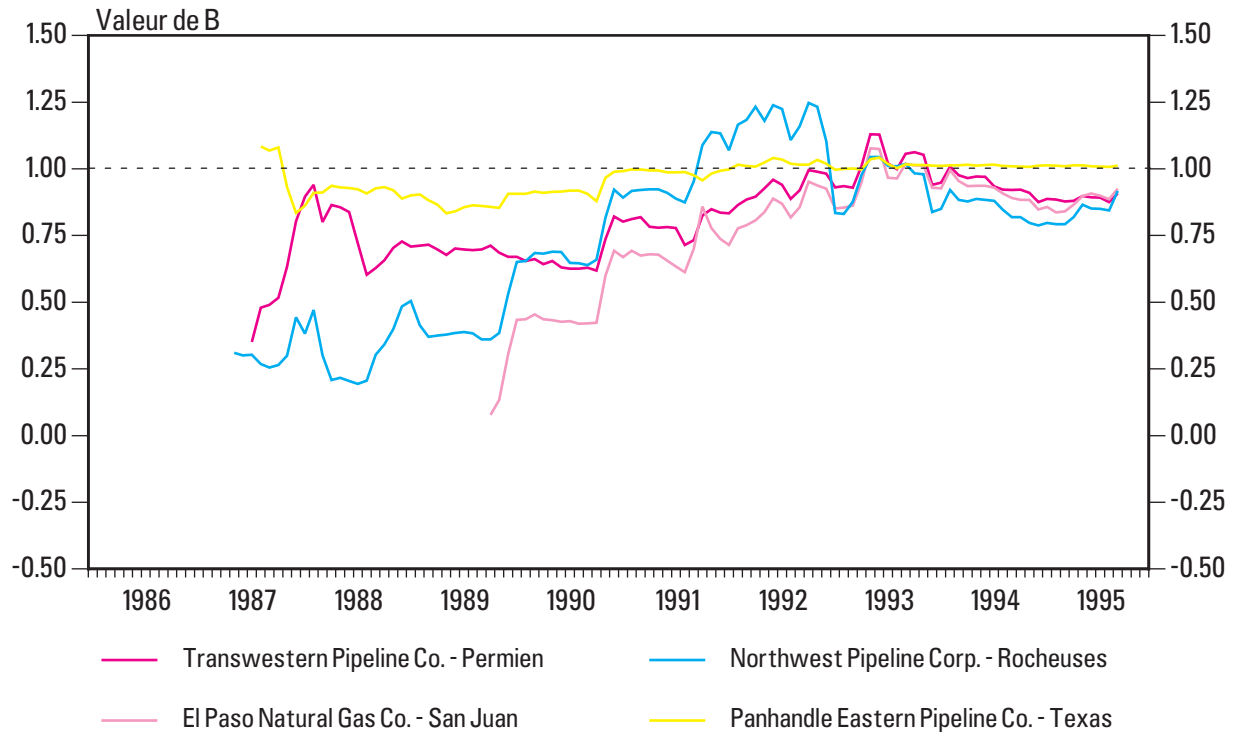
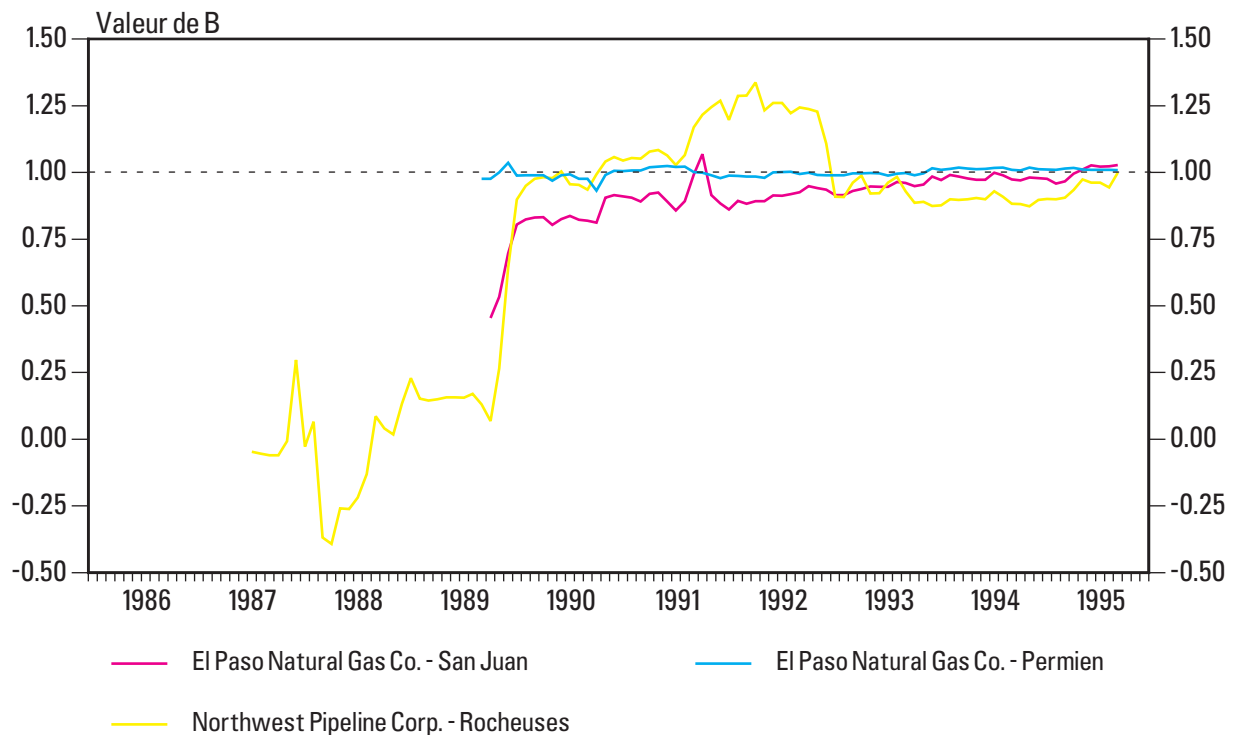


Figure 14: Intégration des prix – bassin Permien / régions de production américaines retenues (en fonction des mois)



Bassin Permien

La **figure 14** concernant le bassin Permien prouve encore la bonne intégration entre les bassins de production de l'ouest. Comme prévu, les installations d'El Paso dans ce bassin ont une intégration presque parfaite étant donné qu'elles se trouvent dans le même bassin. De plus, les installations de même type d'El Paso dans le bassin San Juan sont parvenues à une intégration évidente des prix. La région des Rocheuses a une intégration similaire mais plus forte avec le bassin Permien qu'avec la côte du golfe du Mexique (figure 12); en outre, l'intégration est bien plus stable.

Bassin San Juan et région des Rocheuses

Les **figures 15 et 16** contiennent les résultats des deux régions restantes : le bassin San Juan et les Rocheuses. Dans la **figure 15**, on voit que les prix du bassin Permien et ceux du bassin San Juan étaient presque parfaitement intégrés pendant une courte période (d'août 1992 à janvier 1994); sauf durant les trois derniers mois, cette relation est restée très étroite. La relation entre le bassin Permien et les Rocheuses, bien que soumise à d'amples fluctuations de la valeur de B, est plus stable que les relations illustrées aux autres figures; il semblerait qu'on se dirige vers une relation plus solide bien qu'encore imparfaite. Dans la **figure 16**, les combinaisons entre régions ayant été toutes étudiées, nous examinons maintenant une relation de prix au sein d'une même région, les Rocheuses, entre Northwest Pipeline Corp. et Colorado Interstate Gas Co. On peut y voir comment les prix sont ajustés les uns en fonction des autres. En l'occurrence, il y a eu un mouvement net et progressif vers l'intégration des prix. La relation est très stable depuis le début de 1994 et se situe à une valeur (1,04) qui est très proche de la loi du prix unique.

Globalement, un modèle cohérent se dégage des figures précédentes. Dans toutes les régions, le paramètre variant avec le temps s'est rapproché de la valeur 1. De plus, dans certains cas, nous avons des preuves très convaincantes de l'existence de la loi du prix unique qui tient toujours pour les compagnies pipelinières de certaines régions. Cependant, plus on s'éloigne de la côte du golfe du Mexique, moins les bassins de production de l'ouest des É.-U. sont intégrés à cette dernière; les bassins de l'ouest, quant à eux, semblent mieux s'intégrer les uns avec les autres qu'avec la côte du golfe du Mexique.

Figure 15: Intégration des prix – bassin San Juan / régions de production américaines retenues (en fonction des mois)

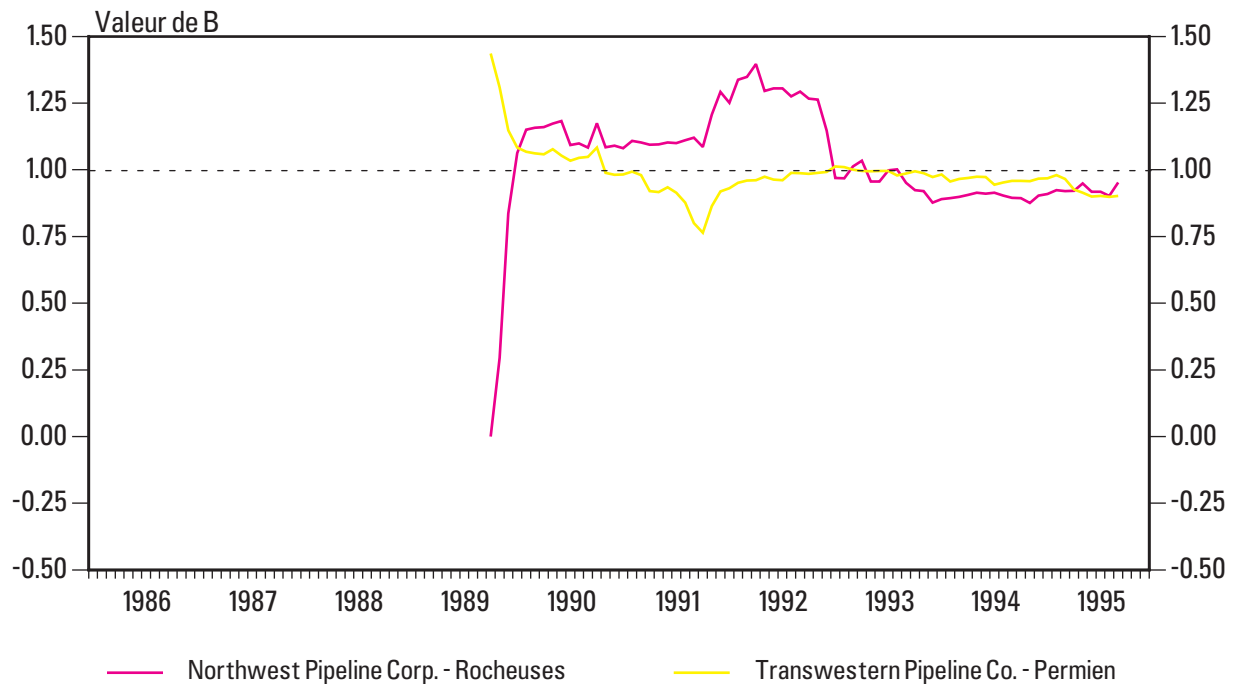
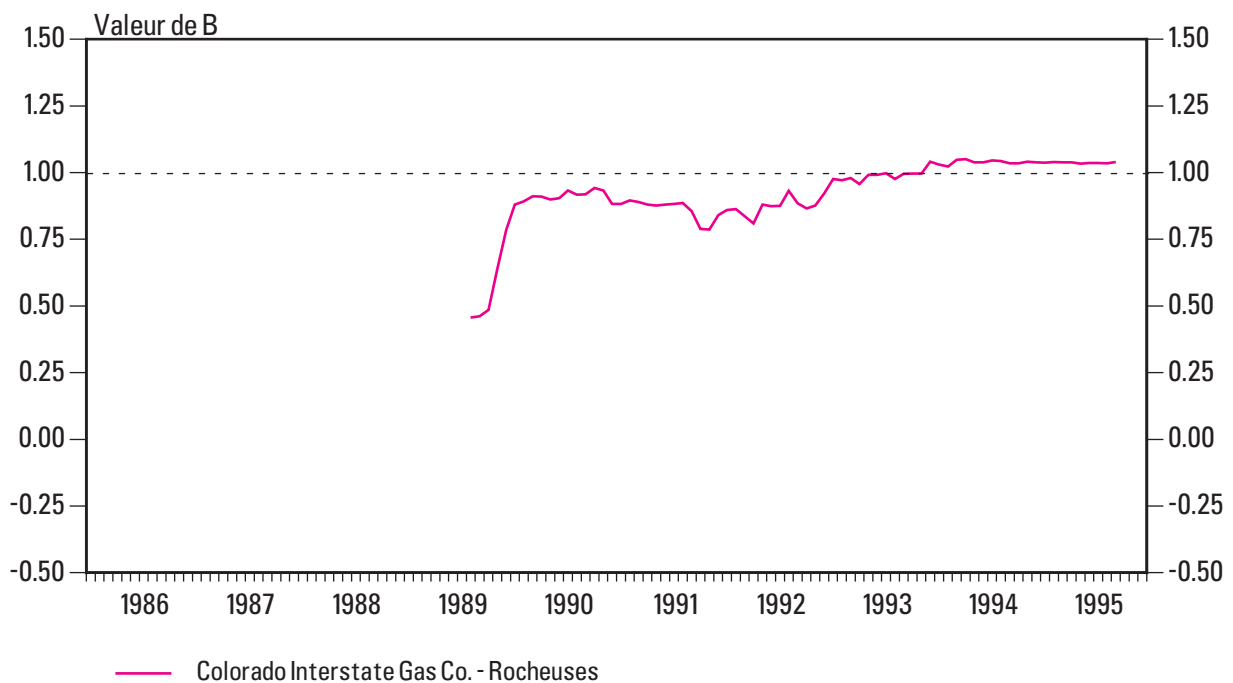


Figure 16: Intégration des prix – Northwest Pipeline Corp. / Colorado Interstate Gas Co. (en fonction des mois)



CHAPITRE 4

Conclusions

Les résultats de notre analyse donnent lieu à trois conclusions générales :

- globalement, on a assisté à un accroissement du degré d'intégration des marchés nord-américains de gaz naturel depuis la déréglementation et l'introduction du libre accès;
- il existe, néanmoins, une démarcation entre le marché de l'est et celui de l'ouest;
- l'Alberta a des liens plus étroits avec le marché de gaz naturel de l'ouest des É.-U. qu'avec celui de l'est des É.-U.

L'amélioration de l'efficacité et de la flexibilité des marchés nord-américains est attribuable aux facteurs suivants : adoption d'une réglementation davantage axée sur les conditions du marché (déréglementation des prix et introduction du libre accès), croissance des services de transport en fonction des marchés, rôle plus important du stockage, utilisation de la transmission électronique de données dans les transactions et la couverture des prix, utilisation des babillards électroniques pour l'offre de services de transport et création de carrefours commerciaux.

Néanmoins, il serait inexact d'affirmer pour le moment que le marché nord-américain est soumis à la loi du prix unique. Les preuves que nous avons apportées indiquent l'existence d'une démarcation est/ouest du marché, qui semble s'être accrue depuis 1993. L'apparition rapide de nouveaux approvisionnements dans le bassin San Juan et dans la région nord des Rocheuses, combinée aux livraisons supplémentaires de gaz canadien par l'intermédiaire du réseau agrandi de PGT, ont créé une situation d'excédent dans l'ouest du continent, qui a fortement modifié les schémas de transport. Le gaz du bassin Permien est expédié vers l'est, celui de San Juan l'a remplacé comme source marginale de gaz sur le marché californien, et le gaz du marché du disponible sur la côte du golfe du Mexique a perdu quelques-uns de ses marchés traditionnels du Midwest. Le lancement récent d'un nouveau contrat à terme à Waha (Texas) par le Kansas City Board of Trade semble reconnaître cette segmentation du marché.

Le principal facteur à l'origine de la meilleure intégration de l'Alberta avec les autres marchés nord-américains est l'augmentation de la capacité pipelinière d'exportation, en particulier durant la période 1992-1993 qui a vu l'agrandissement des canalisations Iroquois, Northern Border et PGT. Avant la réalisation de ces travaux et en raison de la concurrence farouche que se livraient les producteurs de l'Alberta pour exporter leur gaz à l'extérieur de la province, les prix à Empress étaient fixés plus en fonction des conditions du marché albertain que des conditions continentales de l'offre et la demande.

Le marché albertain est mieux intégré avec les marchés de l'ouest des É.-U., plus particulièrement avec la région de production des Rocheuses. L'intégration est moins forte avec la côte du golfe du Mexique, traduisant l'existence d'une démarcation continentale entre les marchés est et ouest. Ce résultat apporte de nouveaux renseignements concernant l'accroissement de la différence entre les prix du disponible de l'Alberta et ceux de la NYMEX, qui a été l'une des préoccupations majeures des producteurs de gaz canadiens au cours des douze derniers mois. On a fréquemment mis la récente faiblesse des prix en Alberta sur le compte d'une insuffisance de la capacité pipelinière d'exportation. Notre étude tend à appuyer l'hypothèse selon laquelle ce n'est pas le déséquilibre de l'offre et de la demande à l'intérieur de l'Alberta qui est responsable, mais plutôt la démarcation est/ouest.

Le degré d'intégration relativement meilleur entre l'Alberta et les régions américaines autres que la côte du golfe du Mexique indique également que le nouveau contrat à terme de Waha (Texas) pourrait donner aux producteurs canadiens un meilleur instrument de couverture que le contrat habituel de la NYMEX reposant sur le carrefour Henry, car le risque de base y semble plus faible, tout au moins à l'heure actuelle.

Nous aimerions souligner que le présent rapport ne décrit pas la configuration ultime qu'auront les marchés du gaz naturel nord-américains. Ni la démarcation est/ouest observée, ni l'alignement plus étroit de l'Alberta sur les régions de l'ouest des É.-U. ne doivent être jugés définitifs dans le contexte de l'évolution des marchés du gaz naturel. Des agrandissements futurs des pipelines pourraient resserrer les liens entre l'Alberta et le nord-est des É.-U., ou entre l'est et l'ouest des É.-U., modifiant ce faisant les schémas d'acheminement et de fixation des prix régionaux du gaz naturel. De même, le fait que le gaz du bassin Permien soit actuellement acheminé vers l'est suggère qu'à l'avenir Waha subira probablement davantage l'influence des prix de la côte du golfe du Mexique, ce qui pourrait modifier son rôle de baromètre dans la fixation des prix dans la région de l'ouest.

La meilleure intégration des marchés nord-américains du gaz naturel a profité aux consommateurs comme aux producteurs. En effet, les premiers ont eu accès à un produit meilleur marché et les seconds ont pu obtenir le meilleur prix quelle que soit leur situation géographique. Une meilleure intégration donne aussi lieu à une plus grande concurrence, car le nombre réel de vendeurs et d'acheteurs augmente. Par conséquent, il y a moins de risque que le marché soit dominé par un ou plusieurs grands intervenants qui influeraient sur les prix.

ANNEXE I

Données

Les données que nous utilisons pour évaluer les marchés du disponible sont les prix du gaz négociés pendant la semaine de soumission de chaque mois, pour les principaux bassins de production nord-américains et les principaux points d'exportation canadiens, ainsi que les prix au début du mois à plusieurs points de livraison. Tous les prix sont donnés en dollars américains le million d'unités thermiques (106 Btu). Chaque série de prix se termine en septembre 1995, mais le point de départ de chacune dépend de la disponibilité des données. D'autres particularités sont traitées ci-dessous.

Données américaines

Tous les prix du gaz naturel américain sur le marché du disponible sont tirés du rapport *Inside FERC's Gas Market Report* («*Inside FERC*») publié par McGraw Hill. Les prix publiés sont ceux qui ont cours le premier jour et le quinzième jour de chaque mois. Notre analyse est fondée sur les prix du premier jour du mois.

Les prix du premier jour du mois correspondent aux prix contractuels du gaz devant être livré pendant une période de 30 jours ou moins au cours du mois. Les modalités des contrats qui ont trait au prix et au volume sont négociées au cours de la «semaine de soumission». La semaine de soumission est une période qui coïncide en général avec les cinq ou les six jours derniers jours ouvrables du mois précédent et au cours de laquelle les intervenants négocient des contrats de transaction du disponible pour livraison le mois suivant. C'est pendant cette période que *Inside FERC* mène son enquête et que les prix représentatifs sont fixés et publiés. Par exemple, si l'enquête est menée les derniers jours ouvrables de juin, les prix publiés visent les marchés du disponible le premier juillet et représentent les prix de la semaine de soumission pour juillet.

Inside FERC publie des prix pour le gaz livré aux compagnies pipelinières en se fondant sur les résultats de son enquête auprès des intervenants. Les compagnies étudiées embrassent toutes les grandes régions productrices des É.-U. Par exemple, le prix publié du gaz, sur le marché du disponible, destiné à Transwestern Pipeline Company et provenant du bassin Permien s'applique au gaz produit dans ce bassin et devant être livré en vertu d'un contrat de transaction du disponible à un point de raccordement de Transwestern dans le bassin. Toutes les séries de prix indiquées dans la présente étude portent la même appellation que dans *Inside FERC*.

De même, *Inside FERC* mène une enquête sur les prix pratiqués aux points de livraison en calculant les prix du gaz acheté en vertu de contrats d'achat du disponible par des entreprises de services

publics locales et des distributeurs locaux le premier jour de chaque mois. Aux fins de la publication, ces prix aux points de livraison sont regroupés par région. Les données publiées s'appliquent aux grandes régions consommatrices des É.-U., dont le nord de l'Indiana et de l'Illinois, l'État de New York, le New Jersey et le Minnesota.

Même s'il existe de nombreuses sources de données sur les prix du disponible et les prix de semaine de soumission pour les É.-U., nous avons choisi *Inside FERC* parce que les données qu'il fournit visent la plus longue période de temps, sont rassemblées à l'aide d'une méthodologie cohérente et couvrent une grande région géographique. Les séries de données qui sont présentées pour quelques régions productrices débutent dès les premiers mois de 1986. Il ne semble y avoir aucune source d'information sur les prix de semaine de soumission couvrant une vaste région géographique avant 1986. Cependant, les prix postérieurs à 1986 sont idéals pour les fins que nous poursuivons, car la période visée s'étend du début de la déréglementation des prix du gaz à aujourd'hui pour les É.-U. Par conséquent, nous pouvons suivre l'évolution de l'intégration des prix du gaz en Amérique du Nord (pour certaines régions), à partir de la période immédiatement suivant la déréglementation.

LA SEMAINE DE SOUMISSION

Pour des fins d'exploitation et de programmation, les compagnies pipelinières demandent tous les mois aux expéditeurs du service interruptible de les aviser de la capacité pipelinière dont ils auront besoin pour le mois à venir. Comme la plupart des expéditeurs ne peuvent pas indiquer avec précision, avant la dernière semaine du mois courant, la capacité interruptible dont ils auront besoin au cours du mois à venir, les ventes de disponible (service interruptible) sont finalisées peut de temps avant que les expéditeurs réservent la capacité. En effet, les expéditeurs soumissionnent pour la capacité après avoir signé leurs contrats de transaction du disponible. Les compagnies ont d'abord établi une période de dix jours à la fin de chaque mois au cours de laquelle les expéditeurs réservent la capacité. Cette période est maintenant connue sous le nom de «semaine de soumission». Donc, les prix du gaz de la semaine de soumission visent les ventes conclues pendant la période au cours de laquelle les expéditeurs réservent la capacité voulue pour expédier le gaz qu'ils doivent vendre le mois suivant en vertu de contrats.

Avec l'avènement du marché à terme en avril 1990, les contrats à terme pour le mois à venir sont signés six jours ouvrables avant la fin du mois. En général, les expéditeurs et leurs clients adoptent le cours de clôture du contrat à terme comme point de départ pour la fixation des prix à inclure dans leurs contrats de vente du disponible. Le marché à terme a donc contribué à comprimer la semaine de soumission qui compte maintenant quelques jours à la fin du mois. En outre, en raison du nombre croissant de raccordements pipeliniers, les expéditeurs doivent souvent réserver la capacité sur plusieurs pipelines pour s'assurer que le gaz qu'ils ont pris sera livré au client. Cela a aussi eu pour effet de comprimer la semaine de soumission dans une certaine mesure parce que les dates d'échéance de soumission des compagnies pipelinières sont rapprochées.

Données canadiennes

Les données sur les prix du gaz naturel canadien sur les marchés du disponible visent tous les principaux points d'exportation du gaz naturel du Canada et comprennent également le prix du gaz à Empress (Alberta). Les prix à Empress servent généralement à représenter le prix à la frontière de l'Alberta. Les données proviennent de *Canadian Enerdata Inc.* qui publie activement les prix pour l'industrie du gaz naturel canadien depuis le milieu des années 1980. Comme *Inside FERC*, *Canadian Enerdata* semble, d'après nous, la source d'information continue la plus ancienne sur les prix du disponible¹².

Canadian Enerdata rassemble aussi ses données par point d'exportation, en tenant compte des prix négociés pendant la semaine de soumission, soit la méthodologie adoptée par *Inside FERC*. Les données sur les prix pour Empress sont légèrement différentes car le prix indiqué est représentatif de tous les contrats d'achat sur le marché du disponible qui ont été négociés au cours d'un mois donné et qui prévoient la livraison de gaz le mois suivant. Par exemple, le prix du gaz en juillet à Empress est une moyenne des prix contractuels négociés en juin en vue de la livraison de gaz en juillet. En général, à Empress, la plupart des transactions sont conclues vers la fin du mois, ce qui rapproche la série des prix de la série des prix de la semaine de soumission obtenus à l'aide de la méthodologie de *Inside FERC*.

12 L'ONÉ rassemble des renseignements sur les prix pour les exportations du gaz naturel, selon le point d'exportation. Cependant, ces données visent le gaz livré en vertu de contrats à court et à long terme, dans les cas où les contrats à court terme ont une durée maximale d'un an. Comme nous nous intéressons aux prix du disponible (trente jours ou moins) qui ont été négociés au cours de la semaine de soumission, nous n'avons pas retenu les prix réunis par l'ONÉ.

ANNEXE II

Détail de la méthodologie statistique

La loi du prix unique et le degré d'intégration des prix

Pour évaluer le niveau d'intégration des prix entre les diverses régions productrices et consommatrices, il faut appliquer le principe énoncé pour la loi du prix unique. En vertu de cette hypothèse, la différence entre les prix ayant cours sur deux marchés différents devrait correspondre aux frais de transaction et de transport. Pour mieux illustrer ce principe, nous pouvons prendre un exemple simple dans lequel nous comparons le prix du gaz disponible à Empress avec le prix du gaz disponible à Ventura (Iowa), un important point de transfert pour le gaz albertain.

Prenons un agent à Empress qui achète et vend du gaz. S'il peut acheter du gaz à n'importe quel endroit, si les prix ne sont pas réglementés et si l'information pertinente est disponible sur demande, cet agent est donc libre de rechercher le prix le plus bas pour les achats et le marché le plus rentable pour les ventes.

Prenons maintenant un ensemble hypothétique de prix : supposons que le prix de vente du gaz à Empress est de 1,00 \$ US/10⁶ Btu comparativement à 1,25 \$ US/10⁶ Btu, à Ventura (Iowa). Supposons aussi que les frais de transaction et de transport de l'Alberta à Ventura sont de 20 ¢ le 10⁶Btu. L'agent peut acheter le gaz à Empress et l'acheminer à Ventura moyennant un coût total de 1,20 \$ US/10⁶ Btu. En retour, cet agent peut vendre le gaz acheté à Empress à 1,25 \$ US/10⁶ Btu sur le marché de Ventura et empocher le profit de 5 ¢. Cependant, cette situation ne peut persister longtemps car tous les intervenants ont accès à la même information. Tous les autres agents chercheraient à tirer le même profit et, par conséquent, le prix du gaz à Empress augmenterait tandis que le prix à Ventura chuterait pour finir par atteindre un point où l'écart entre les prix serait égal aux frais de transaction et de transport, et les possibilités de profit seraient éliminées.

Dans cet exemple simple, le prix à Ventura (P_{VEN}) est la somme du prix à Empress (P_{EMP}) et des frais pertinents de transaction et de transport ($Tr_{V/E}$). Nous pouvons alors formuler l'équation simple suivante :

$$P_{VEN} = Tr_{V/E} + P_{EMP} \quad (1)$$

Cette équation applique la loi du prix unique en indiquant que le prix sur un marché (Ventura) peut être fixé simplement en fonction du prix sur un autre marché (Empress), auquel on ajoute les frais pertinents de transaction et de transport. Nous pouvons généraliser davantage en prenant deux prix

sur deux marchés, soit P_i et P_j , et en ajoutant les frais pertinents de transaction et de transport. Nous pouvons également illustrer cette situation sous forme d'équation simple :

$$P_j = Tr_{ij} + P_i \quad (2)$$

Nous avons maintenant une équation qui applique la loi du prix unique à une paire de marchés i et j . Ce qu'il convient de souligner au sujet des équations 1 et 2, c'est qu'elles seront valides seulement dans les conditions où la loi du prix unique s'applique.

En réalité, toutefois, il arrive que la loi du prix unique ne tienne pas, pour l'une des raisons suivantes : (1) les agents n'ont pas parfaitement accès à toute l'information; (2) il existe un obstacle matériel aux envois de gaz entre les deux marchés; (3) les prix sont réglementés sur l'un des marchés ou les deux; ou (4) il existe une autre forme d'imperfection du marché qui empêche les prix de s'ajuster pleinement.

Dans les situations où les différences de prix ne reflètent plus les frais implicites de transaction et de transport liés à l'acheminement du gaz entre le marché i et le marché j , ces différences traduisent les rigidités structurelles et les imperfections du marché découlant du non-respect de la loi du prix unique. Néanmoins, le prix du gaz sur le marché j peut toujours être influencé dans une certaine mesure par le prix sur le marché i . On peut étudier l'ampleur de cette influence à l'aide d'une équation dans laquelle le prix sur le marché j sera fonction d'une variante quelconque des frais de transaction et de transport, A_{ij} , et d'une fraction B du prix sur le marché i comme suit :

$$P_j = A_{ij} + BP_i \quad (3)$$

Si l'on tient compte de ce qui précède, la loi du prix unique est un cas particulier où B est égal à un. Comme nous l'avons indiqué précédemment, en vertu de la loi du prix unique, les marchés sont hautement intégrés de sorte que le gaz peut circuler ou faire l'objet d'un arbitrage libre entre deux marchés, et les prix peuvent s'ajuster de sorte que l'écart entre les prix est égal aux frais de transaction et de transport. **La clé de cette analyse consiste à déterminer si la validité de la loi du prix unique peut dépendre du fait que B est égal à un ou est très rapproché de un. Plus B se rapproche de un, plus les deux marchés sont intégrés.**

Analyse statistique du degré d'intégration des prix et filtre de Kalman

Depuis le début de la déréglementation des prix au milieu des années 1980, le marché du gaz naturel a été en constante évolution. Avec le raccordement croissant des pipelines, le rythme d'échange de l'information s'est accru, le mécanisme de fixation du prix du gaz est devenu plus transparent, et la structure du marché du gaz naturel ainsi que la tarification sur les divers marchés régionaux ont évolué au fil des ans.

C'est la nature de cette évolution qui est au coeur de notre étude sur le degré d'intégration des prix. Exprimée en fonction de l'équation 3 ci-dessus, nous étudions comment la valeur de B a varié dans le temps. Il est particulièrement intéressant de déterminer si cette valeur a progressé régulièrement vers un ou si elle a subi de fortes fluctuations. Les méthodes statistiques courantes, comme l'analyse de régression, les régressions «progressives» et l'analyse de corrélation, peuvent paraître utiles pour

déterminer la valeur de B. Cependant, elles ne permettent pas de savoir comment la valeur de B a varié au fil des ans car elles portent sur des relations moyennes pendant une période donnée. Dans le cas de l'analyse de régression, les estimations de l'intersection et de la pente d'une équation comme 3 sont fixes pour toute la période étudiée.

Dans notre analyse, les variables A et B de l'équation 3 correspondent à l'intersection et à la pente d'une ligne de régression, mais elles peuvent *changer* avec le temps. C'est pourquoi on dit souvent que ce sont des *paramètres variant avec le temps*. C'est cet élément subtil, mais important, qui distingue notre démarche de l'analyse de régression courante¹³.

Pour évaluer la variation temporelle de A et de B, nous pouvons recourir à une méthode statistique connue sous le nom de filtre de Kalman. Il n'est pas nécessaire que le lecteur connaisse parfaitement cette méthode pour examiner les résultats de notre analyse; les aspects importants sont la variation temporelle de la valeur de A et de B et le fait que la valeur de B représente le niveau d'intégration des prix au fil des ans.

Dans la section précédente, nous avons démontré avec une équation simple que si la loi du prix unique s'applique, l'écart entre les prix est égal aux frais de transaction et de transport. Cela suppose que B est égal à un. Cependant, B sera égal à un seulement dans des conditions commerciales idéales, à savoir : (1) les prix peuvent varier sans limites, (2) tous les agents ont accès à la même information au même moment, (3) les volumes de gaz acheminés ne font pas l'objet de restrictions et, (4) tous les points du réseau pipelinier sont interreliés.

Ces conditions ont été observées à des degrés divers dans l'industrie du gaz naturel au cours de la dernière décennie. Par conséquent, nous aurions pu nous attendre à ce que les marchés du gaz naturel se rapprochent des conditions répondant à la loi du prix unique. En appliquant la méthode de filtrage linéaire de Kalman à l'équation 3, nous pouvons suivre l'évolution de B au fil des ans. Si B évolue vers une valeur stable d'unité, nous pouvons dire qu'il chemine vers une *convergence des prix*. Cela ne signifie pas que tous les prix convergent vers la même valeur mais plutôt que le marché converge vers un rapport qui est conforme à la loi du prix unique¹⁴. Par conséquent, en appliquant la méthode du filtre de Kalman, nous obtenons une mesure de l'ampleur de l'intégration des prix et, de plus, nous pouvons suivre la convergence des prix sur les marchés du disponible.

Dans le cadre de l'analyse de la convergence des prix, nous devons aussi tenir compte du paramètre A car selon la méthode du filtre de Kalman, les deux paramètres, A et B, peuvent changer avec le temps. A devrait se comporter de la même manière que B, soit tendre vers une valeur constante et demeurer stable. La formulation de l'équation 3 suppose que A devrait tendre vers une valeur

13 D'autres éléments distinguent notre démarche de l'analyse de régression courante; ils sont expliqués plus à fond dans l'annexe III. Cependant, si l'on tient compte du fait que l'analyse de régression courante assume implicitement un rapport explicatif fixe entre les variables, on peut saisir pleinement l'orientation de notre démarche.

14 Haldane et Hall (1991), et Hall, Robertson et Wickens (1992) adoptent la même démarche pour vérifier la loi du prix unique sur les marchés des changes et les taux d'inflation en Europe. Dans ces documents, les conditions liées à la convergence des prix et à la validité de la loi du prix unique indiquent que les paramètres variant avec le temps devraient converger vers leur valeur théorique et demeurer stables à cette valeur; dans le cas étudié, B devrait converger vers un et demeurer stable à cette valeur.

absolue qui est un reflet stable des frais implicites de transaction et de transport entre deux marchés. Cependant, cette valeur sera différente en fonction de la paire de prix du disponible étudiée.

Notre étude, ainsi que d'autres études qui ont fait appel à la méthode du filtre de Kalman pour l'examen de la loi du prix unique, appliquent le filtre d'une manière telle qu'il est impossible d'exécuter un test rigoureux de signification statistique pour B. Par conséquent, *un tracé de la valeur de B au fil des ans peut uniquement mener à une évaluation subjective de la question à savoir s'il y a eu convergence ou non*. Selon la théorie pertinente, dans un marché parfaitement intégré, B serait égal à un, et A aurait une valeur égale aux frais implicites de transaction et de transport. Autrement dit, la seule interprétation valide est la suivante : plus B est proche de un, plus le marché est conforme à la loi du prix unique; plus B s'éloigne de un, plus le marché déroge à la loi du prix unique. Quand B n'est pas égal à un, nous pouvons tous conclure que la loi du prix unique ne s'applique pas et que la valeur de A est interprétée comme étant quelque chose d'autre que les frais implicites de transaction et de transport¹⁵.

En résumé, notre méthode statistique vise à appliquer le filtre de Kalman à l'équation 3. Les prix du gaz dans cette équation sont les prix négociés au cours de la semaine de soumission, qui ont été expliqués précédemment. Le filtre de Kalman donne les valeurs de A et de B pour chaque point temporel au cours de la période pour laquelle les deux séries de prix existent. En reportant la valeur de B sur un graphique et en déterminant dans quelle mesure elle se rapproche de un, nous pouvons faire une analyse subjective de l'intégration des prix entre les deux séries de prix, et nous pouvons donc observer la mesure dans laquelle les deux marchés convergent vers la loi du prix unique.

15 Dans notre analyse, si les prix convergent, l'équation définie a saisi le véritable rapport structurel entre les prix, et l'intersection reflète l'évaluation marchande des frais implicites de transaction et de transport. Si B ne converge pas vers une valeur égale à un, le terme d'intersection indiquera que l'équation existante est inadéquate parce qu'elle est peut-être mal définie. Il se peut, par exemple, qu'elle ne comporte pas toutes les variables explicatives, comme les effets de la réglementation ou de la capacité pipelinère qui faussent le rapport de tarification du marché. Le plus important, c'est que l'intersection dans le cas en l'espèce n'a aucune interprétation stricte comme valeur monétaire.

ANNEXE III

Le filtre de Kalman et son utilisation

Dans cette troisième annexe, nous supposons que le lecteur possède une certaine connaissance de la théorie statistique et de l'algèbre des matrices. L'analyse mathématique ci-dessous est approfondie en majeure partie dans Harvey (1981, 1989). Le lecteur peut trouver une explication moins technique et plus claire dans l'ouvrage de Meinhold et de Singpurwalla (1983). Les documents de Cuthbertson, Hall et Taylor (1992) et Bomhoff (1994) renferment aussi quelques excellents exemples appliqués ainsi qu'une analyse économique intuitive.

Explication et aperçu du filtre de Kalman

D'abord, examinons la première équation donnée à l'annexe II :

$$P_j = Tr_{ij} + P_i \quad (A1)$$

De façon générale, cette équation est considérée comme étant une équation déterministe du fait qu'elle sera toujours valable telle qu'elle est définie. Cependant, il peut y avoir d'autres facteurs, ayant chacun une influence minime et probablement imprévisible, qui sont peut-être impossibles à définir ou à mesurer. Leur effet global est pris en compte par l'ajout d'un terme d'écart ou de perturbation à l'équation. Ce terme est souvent appelé terme d'erreur aléatoire. En outre, si l'on inclut le paramètre général A au lieu de Tr_{ij} et l'on permet la variation temporelle des paramètres (représentée par l'indice inférieur t), on obtient :

$$P_{jt} = A_t + B_t P_{it} + \epsilon_t \quad (A2)$$

Dans le cas présent, l'équation est la même que celle qui est présentée dans le corps du texte, exception faite de l'inclusion du terme d'erreur (ϵ_t). Comme dans l'analyse de régression, le terme d'erreur est l'écart entre la ligne de régression et le point tracé. De plus, lorsqu'un chercheur effectue une analyse statistique, il pose souvent des hypothèses concernant les propriétés du terme d'erreur. De façon plus précise, ces hypothèses portent sur la moyenne (moyenne mathématique) ainsi que sur la variance et la covariance (la variabilité de ϵ_t et son rapport avec d'autres erreurs à d'autres points dans le temps). Selon ces hypothèses, le terme d'erreur a une moyenne nulle, et la variance/covariance peut être exprimée par la matrice H_t , ce qui donne l'équation suivante :

$$\epsilon_t \sim NID(0, H_t) \quad (A3)$$

où $\sim NID$ signifie : «normalement et indépendamment réparti comme». Dans le cas présent, H_t est simplement une matrice variance/covariance 1×1 .

Reprenons maintenant l'équation A2 et simplifions-la légèrement en remplaçant A_t et B_t par le vecteur-colonne simple Γ_t (2x1) et les valeurs explicatives, par le vecteur-rangée P_t (1x2). Ainsi, notre équation stochastique de prix devient :

$$P_{jt} = P_t \Gamma_t + \varepsilon_t \quad (A4)$$

Dans la méthode de filtrage linéaire Kalman, l'équation est appelée *équation de mesure* parce qu'elle «mesure» le résultat de la variable dépendante P_{jt} . À ce stade-ci, il faut souligner que toutes les séries de prix sont fixes en ce sens que les données relatives aux prix pour toutes les périodes de temps t , pour t dans l'intervalle $t = 1, \dots, T$, sont déjà connues. Ce sont les valeurs dans Γ_t à chaque point dans le temps qui sont inconnues et constituent nos coefficients non observés (voir l'encadré sur le filtre de Kalman dans le corps du texte). Nous pouvons décrire les valeurs de ces coefficients inconnus en fonction de leurs valeurs passées à l'aide de l'équation suivante :

$$\Gamma_t = \Gamma_{t-1} + \eta_t \quad (A5)$$

Cette équation, dite *de transition*, décrit comment ces coefficients varient d'une période à une autre. En outre, les composantes de Γ_t sont souvent qualifiées de *variables d'état*. Une fois que ces variables sont déterminées, elles sont placées dans l'équation de mesure et déterminent le résultat (conjointement avec P_t), ou l'«état de nature», de P_{jt} , d'où l'appellation «variables d'état». Encore une fois, des hypothèses sont posées au sujet de la moyenne et de la matrice de covariance du terme d'erreur η_t

$$\eta_t \sim NID(0, Q_t) \quad (A6)$$

où Q_t est une matrice 2x2. Nous supposons que le terme d'erreur t est entièrement indépendant du terme d'erreur de l'équation de mesure de sorte que $E(\varepsilon_s, \eta_t) = 0$ pour tous les $s, t = 1, \dots, T$.

Si l'on examine l'équation de transition, la variation temporelle de Γ_t est associée à la présence du terme d'erreur η_t . Dans le présent contexte, les variables d'état représentent les éléments non observés à utiliser dans le filtre de Kalman. Il s'agit d'éléments non observés du fait qu'ils sont libres d'évoluer à mesure que les données passent dans le filtre alors que la variation temporelle provient du terme d'erreur à valeur temporelle variable.

Comme nous l'avons indiqué dans l'encadré explicatif situé dans le corps du texte, le filtre de Kalman formule d'abord une estimation pour les variables d'état au point t , à partir de l'information obtenue au point $t-1$. Par conséquent, il faut avoir des prévisions pour les variables d'état, que l'on obtient comme suit :

$$\Gamma_{t/t-1} = \Gamma_{t-1} \quad (A7)$$

où $t/t-1$ représente l'estimation de Γ au point t sous réserve de l'information obtenue au point $t-1$. Le filtre de Kalman présente une caractéristique importante : en raison de la nature même de l'équation de transition, Γ_t est stochastique. Cela signifie que les coefficients sont tirés d'une répartition aléatoire, avec une moyenne potentiellement différente et une variance différente, à chaque point dans le temps, avec une répartition elle-même dépendante. Donc, la variance de la distribution des coefficients peut être différente à n'importe quel point dans le temps.

Dans une analyse de régression ordinaire, les estimations des coefficients sont faites à partir d'une seule distribution invariante avec le temps. Cela signifie que l'analyse de régression calcule les coefficients en fonction de la minimisation de la variance pour une répartition invariante. Cependant, avec la possibilité de distributions aléatoires variant avec le temps, le filtre de Kalman ne tient pas compte de la minimisation de la variance des coefficients mais vise plutôt à minimiser l'*erreur de prévision* de ces coefficients.

Si nous définissons la matrice 2x2 Ω_t comme étant la matrice de covariance de l'erreur de prévision, nous pouvons définir l'estimation conditionnelle de cette matrice de covariance avec l'équation suivante :

$$\Omega_{t/t-1} = \Omega_{t-1} + Q_t \quad (\text{A8})$$

où la matrice de covariance Ω_{t-1} est définie par l'équation suivante :

$$\Omega_{t-1} = E[(\Gamma_{t-1/t-2} - \Gamma_{t-1})(\Gamma_{t-1/t-2} - \Gamma_{t-1})'] \quad (\text{A9})$$

où la différence entre $\Gamma_{t-1/t-2}$ et Γ_{t-1} représente l'erreur de prévision des variables d'état. Dans le cas présent, $\Gamma_{t-1/t-2}$ est la prévision conditionnelle de Γ_{t-1} faite à t-2 au moyen de l'information à t-2, et Γ_{t-1} est l'estimation à jour des variables d'état qui intègre l'information fournie à t-1. Ensemble, les équations A7 et A8 représentent les *équations de prévision* du filtre de Kalman.

Après avoir fait ses prévisions, le filtre de Kalman passe à la deuxième étape de la solution en utilisant l'information contenue dans les séries de prix au point t. Ce faisant, il met à jour l'estimation des coefficients et la matrice de covariance de l'erreur de prévision. Voici les équations utilisées à cette fin :

$$\Gamma_t = \Gamma_{t/t-1} + K_t(P_{jt} - P_t\Gamma_{t/t-1}) \quad (\text{A10})$$

$$\Omega_t = \Omega_{t/t-1} - K_t P_t \Omega_{t/t-1} \quad (\text{A11})$$

où

$$K_t = \Omega_{t/t-1} P_t' (P_t \Omega_{t/t-1} P_t' + H_t)^{-1} \quad (\text{A12})$$

Les équations A10 à A12 sont appelées *équations de mise à jour* du filtre de Kalman. Ensemble, les équations A7, A8, A10, A11 à A12 constituent l'algorithme complet de solutions du filtre de Kalman à travers duquel les données relatives aux prix passent.

Il y a lieu de mentionner une autre caractéristique, à savoir que les matrices H_t et Q_t doivent être fournies par l'utilisateur du filtre. Ces deux matrices agissent de la même façon que les variables d'échelle pour la variance sous-jacente calculée pour le filtre. Cette variance est calculée au moyen d'un processus appelé maximum de vraisemblance. Cette approche utilise une équation connue sous le nom de *décomposition de l'erreur de prévision* au moment du calcul de la variance. Pour plus de détails et d'explications, le lecteur est prié de lire le chapitre 3 (pages 126 et 127) de Harvey (1989).

Dans le filtre de Kalman, il est important de souligner la présence de l'équation A12, qui est appelée *gain de Kalman*. C'est cette équation qui permet l'intégration explicite d'une pondération pour l'erreur de prévision des variables d'état pendant le processus de mise à jour. C'est cette particularité que l'analyse de régression ordinaire ne possède pas. Par exemple, dans l'équation A10, le terme $(P_{jt} - P_t \Gamma_{t/t-1})$ est l'erreur d'estimation de la variable dépendante. Cette erreur est pondérée par la matrice de gain K_t , et cette information est intégrée dans l'estimation à jour de Γ_t .

Globalement, le filtre de Kalman est simplement une méthode de solution servant à la production d'estimations récursives optimales des variables d'état. C'est une méthode plus solide qui peut traiter une catégorie beaucoup plus grande de séries chronologiques et composer avec le changement dynamique dans l'évaluation des théories économiques.

Avantages du filtre de Kalman par rapport à l'analyse «classique»

Par analyse «classique», nous entendons des méthodes telles que les suivantes : (a) régressions estimées sur une période de temps fixe; (b) régressions progressives – ajout, par ordre séquentiel, d'une observation à la fin de la période étudiée; (c) régressions progressives à fenêtre – nombre fixe d'observations qui se déplacent en ordre séquentiel au cours de la période; ou (d) analyse de corrélation – le coefficient de corrélation tiré de l'analyse de régression sert d'indicateur de la force du comouvement dans les séries chronologiques.

À la lumière de l'analyse sommaire présentée ci-dessus, nous pouvons affirmer que le filtre de Kalman offre des avantages par rapport à l'analyse de régression classique, notamment :

- (1) La présence explicite de paramètres variant avec le temps permet une détection plus précise du changement structurel dans le modèle. Dans notre modèle, cette détection vise l'ampleur du changement et sa chronologie.
- (2) Dans l'analyse de régression progressive, la valeur changeante des coefficients dépend seulement des valeurs antérieures des variables explicatives. Dans le cas du filtre de Kalman, c'est la présence du gain de Kalman qui tient compte des valeurs antérieures des variables explicatives, et qui pondère l'erreur de prévision précédente comme il se doit et l'intègre dans l'estimation à jour des coefficients. C'est cette pondération avec le gain de Kalman qui permet à ce dernier de «s'adapter» au changement structurel plus rapidement que ne l'auraient fait les méthodes courantes d'analyse de régression. Ledolter (1989) fournit une explication et d'autres détails.
- (3) Le filtre de Kalman peut tenir compte de niveaux particuliers d'intégration ou de cointégration dans les données et permet encore de tester une spécification dans les niveaux des séries – voir Bomhoff (1992).
- (4) Le filtre de Kalman permet d'utiliser d'autres genres de modèles qui reposent sur des coefficients de transition distincts, la variation systématique des variables et les coefficients aléatoires – voir Tegene (1991). En fait, on peut montrer que l'analyse de régression courante est simplement un cas spécial du filtre de Kalman – voir Chow (1984). À ce titre, cette dernière méthode est très efficace quand il y a un large éventail de modèles de séries chronologiques.

- (5) Contrairement à l'analyse de régression, le filtre de Kalman permet la formulation précise et la mise à l'essai d'une théorie économique dans le contexte de paramètres variant avec le temps. Dans la présente étude, les équations de départ (équations de transition et de mesure) nous permettent de formuler explicitement et de vérifier une équation pour la loi d'une prix unique.

Raisons pour lesquelles des tests T de B ne conviennent pas

Parmi les facteurs dont nous devons tenir compte dans les équations de transition, il y a la façon dont ces équations sont formulées. En général, ces équations sont appelées «marche aléatoire» dans les coefficients, ou racine unitaire imposée. C'est cette formulation qui permet d'obtenir des coefficients qui varient vraiment avec le temps car la valeur présente du coefficient peut être simplement la valeur de la période précédente à laquelle on ajoute le terme d'erreur calculé à l'aide de la méthode du maximum de vraisemblance. Cependant, cette variation temporelle est inhérente aux prix du fait qu'elle nous empêche de soumettre les coefficients à des tests d'hypothèses.

Quand une série chronologique contient une marche aléatoire, nous pouvons montrer que la moyenne et la variance des séries sont chronologiques. C'est le phénomène de la non-stationnarité. Cela signifie que des tests courants comme le test T ne peuvent pas être exécutés parce qu'ils reposent sur l'hypothèse voulant que la série chronologique sous-jacente soit stationnaire – la moyenne et la variance ne sont pas chronologiques. Dans le cas de la non-stationnarité, la meilleure chose que nous puissions faire est de calculer les coefficients et de les reporter.

Définition des valeurs préalables

Dans toutes les équations du filtre de Kalman, nous constatons qu'avec la technique des solutions récursives, il doit y avoir une forme quelconque de valeurs de départ auxquelles les équations peuvent être appliquées au point $t = 1$. Ces valeurs sont qualifiées de *valeurs préalables*. Le logiciel économétrique que nous utilisons pour l'analyse, le TSP (processeur de séries chronologiques), calcule automatiquement un ensemble de valeurs préalables pour les récursions en appliquant une régression standard aux trois premières observations. L'information produite par cette régression sert ensuite à définir les valeurs de départ pour les coefficients (équation A7) et la matrice de covariance correspondante de l'erreur de prévision (équation A8). Dans le cas présent, le filtre de Kalman se déplace du point $t = 3$ jusqu'à la fin de la période étudiée. Il convient de souligner que pour cette raison, nous supprimons les trois premières valeurs produites par le TSP à partir du vecteur d'état, en plus des douze observations que nous éliminons afin d'atténuer la volatilité de B au début de la période étudiée.

Nous avons établi également notre propre ensemble de valeurs préalables en tenant pour acquise l'absence de relation au début de la période étudiée, en donnant à B la valeur zéro et à A, une valeur égale à la différence entre les prix du disponible dans la première observation disponible. Les chemins chronologiques pour B, qui figurent dans le corps du texte, ont modifié légèrement nos résultats. Nous avons donc décidé de retenir les résultats obtenus suite aux réglages implicites du TSP susmentionné. Ces réglages sont conformes à la méthodologie proposée par Harvey (1981 p. 113, 1989 p. 128) pour les modèles comportant une marche aléatoire dans l'équation de transition.

La convergence

Hall, Robertson et Wickens (1992) énoncent clairement les conditions propres à la convergence dans le cadre de l'application du filtre de Kalman faisant appel à des paramètres variant avec le temps. En soi, la notion de convergence est fort simple – l'écart entre deux séries chronologiques devrait devenir arbitrairement faible ou converger vers une constante avec le temps. Dans notre contexte, cela signifie que l'écart entre les prix devrait converger vers les frais implicites de transaction et de transport. En retour, cela suppose que B devrait converger vers un.

En termes statistiques, cela signifie que si l'on tient compte des résultats escomptés, nous devrions avoir l'équation suivante :

$$E\{\lim_{t \rightarrow \infty} (P_j - P_i)\} = Tr_{ij} \quad (A13)$$

où Tr_{ij} représente les frais implicites de transaction et de transport pour toute paire de prix i et j . Cette convergence devrait avoir pour résultat que l'équation

$$E\{\lim_{t \rightarrow \infty} B_{ij}\} = 1 \quad (A14)$$

s'applique à toute paire de prix i et j . En outre, Hall, Robertson et Wickens montrent que la convergence ainsi décrite peut être *forte* ou *faible*. La convergence est forte quand les équations 13 et 14 se vérifient pour tous les i et j ; elle est faible quand ces deux équations tiennent seulement pour quelques i et j . De toute évidence, les résultats présentés dans le corps du texte traduisent seulement une faible convergence.

Études empiriques connexes des marchés du disponible

Au cours des dernières années, des études empiriques sur le marché du disponible et sur la question des liens entre les prix et de l'intégration de ces marchés ont été menées. Mentionnons les travaux de De Vany et Walls (1992, 1993a, 1993b, 1994), O'Donnell et Benet (1994), et Walls (1991, 1993a, 1993b, 1994); un certain nombre de ces travaux sont résumés dans De Vany et Walls (1995). De façon plus précise, les travaux de De Vany et Walls, ainsi que ceux de Walls, visaient à tester la convergence des prix sur les marchés du disponible à l'aide des techniques de cointégration de Engle et Granger (1987), de Johansen (1988), et de Johansen et Juselius (1990).

Les techniques de cointégration analysent le degré de comouvement entre les séries chronologiques en tenant compte des propriétés particulières des données sur le plan de la racine unitaire. De Vany et Walls (1993a), ainsi que Walls (1994), adoptent cette démarche pour déterminer si le nombre de relations de cointégration des prix croît quand les données sont ventilées par sous-période. D'après leurs résultats, ce nombre augmente avec chaque sous-période successive. Selon eux, c'est là la preuve de la convergence des prix. Cependant, ces techniques ne se prêtent pas à un test visant le passage de la non-convergence à la convergence – voir Hall, Robertson et Wickens (1992). Au contraire, il faut que la convergence ait été réalisée pour que la cointégration puisse être décelée. Comme la convergence est généralement un phénomène graduel et continu, la méthode du filtre de Kalman qui fait appel à des paramètres variant avec le temps est idéale pour déceler un passage de la non-convergence à la convergence.

Références

- Bomhoff, Eduard J. (1992) “Four Econometric Fashions and the Kalman Filter Alternative”, University of Rochester, Rochester Center for Economic Research, Working Paper No. 324.
- Bomhoff, Eduard J. (1994) *Financial Forecasting for Business and Economics*, London: Dryden Press.
- Brinkmann, Emile J. et Rabinovitch, Ramon. (1995) “Regional Limitations on the Hedging Effectiveness of Natural Gas Futures”, *The Energy Journal*, 16(3), pg. 113-124.
- Chow, Gregory C. (1984) “Random and Changing Coefficient Models” in Z. Griliches and M.D. Intriligator (editors), *Handbook of Econometrics*, Volume II, pg. 1213-1245. Amsterdam: North-Holland.
- Cuthbertson, Keith, Hall, Stephen G. et Taylor, Mark P. (1992) *Applied Econometric Techniques*, Ann Arbor: University of Michigan Press.
- De Vany, Arthur et Walls, W. David. (1992) “When Barriers to Markets Fall: Pipeline Deregulation, Spot Markets, and the Topology of the Natural Gas Market”, University of California at Berkeley, University of California Transportation Center, Working Paper No. 123.
- De Vany, Arthur et Walls, W. David. (1993a) “Pipeline Access and Market Integration in the Natural Gas Industry: Evidence from Cointegration Tests”, *The Energy Journal*, 14 (4), pg. 1-19.
- De Vany, Arthur et Walls, W. David. (1993b) “Network Connectivity and Price Convergence: Gas Pipeline Deregulation”, University of California at Berkeley, University of California Transportation Center, Working Paper No. 202.
- De Vany, Arthur et Walls, W. David. (1994) “The Law of One Price in a Network: Arbitrage and Price Dynamics in Natural Gas City Gate Markets”, University of California at Irvine, Working Paper presented to the 8th Annual Conference of the Workshop in Regulation and Public Utility Economics, San Diego, California, July 5-7, 1995.
- De Vany, Arthur S. et Walls, W. David. (1995) *The Emerging New Order in Natural Gas: Markets versus Regulation*, Westport: Quorum Books.
- Engle, Robert F. et Granger, Clive W.J. (1987) “Cointegration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing”, *Econometrica*, 55, pg. 251-276.
- Haldane, A.G. et Hall, S.G. (1991) “Sterling’s Relationship with the Dollar and the Deutschmark: 1976-89”, *The Economic Journal*, 101, pg. 436-443.
- Hall, S.G., Robertson, D. et Wickens, M.R. (1992) “Measuring Convergence of the EC Economies”, *The Manchester School of Economic and Social Studies*, Supplement, 60, pg. 99-111.

- Harvey, Andrew C. (1981) *Time Series Models*, Exeter: Philip Allan Publishers.
- Harvey, Andrew C. (1989) *Forecasting, Structural Time Series Models and the Kalman Filter*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Johansen, Soren. (1988) “Statistical Analysis of Cointegration Vectors”, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 12, pg. 231-254.
- Johansen, Soren et Juselius, Katarina. (1990) “Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration – with Applications to the Demand for Money”, *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 52, pg. 169-210.
- Kalman, R.E. (1960) “A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems”, Transactions of the American Society of Mechanical Engineers, *Journal of Basic Engineering*, Series D, 82, pg. 35-45.
- Kalman, R.E. et Bucy, R.S. (1961) “New Results in Linear Filtering and Prediction Theory”, Transactions of the American Society of Mechanical Engineers, *Journal of Basic Engineering*, Series D, 83, pg. 95-108.
- Ledolter, Johannes. (1989) “Adaptive Estimation and Structural Change in Regression and Time Series Models” in Peter Hackl (editor), *Statistical Analysis and Forecasting of Economic Structural Change*, Berlin: Springer-Verlag.
- Meinhold, Richard J. et Singpurwalla, Nozer D. (1983) “Understanding the Kalman Filter”, *The American Statistician*, 37 (2), pg. 123-127.
- O'Donnell, John L. et Benet, Bruce A. (1994) “Assessing Competitiveness in the Natural Gas Industry”, Michigan State University, Working Paper presented to the 26th Annual Conference of the Institute of Public Utilities, Williamsburg, Virginia, December 10-14, 1994.
- Stigler, George J. et Sherwin, Robert A. (1985) “The Extent of the Market”, *Journal of Law and Economics*, 28, pg. 555-585.
- Tegene, Abebayehu. (1991) “Kalman Filter and the Demand for Cigarettes”, *Applied Economics*, 23, pg. 1175-1182.
- Walls, W. David. (1991) “Competition in a Network of Markets: The Natural Gas Industry”, University of California at Berkeley, University of California Transportation Center, Working Paper No. 122.
- Walls, W. David. (1993a) “A Cointegration Rank Test of Market Linkages with an Application to the U.S. Natural Gas Industry”, University of California at Berkeley, University of California Transportation Center, Working Paper No. 201.
- Walls, W. David. (1993b) “Competition and Prices in the Deregulated Gas Pipeline Network: A Multivariate Cointegration Analysis”, University of California at Berkeley, University of California Transportation Center, Working Paper No. 203.
- Walls, W. David. (1994) “Price Convergence Across Natural Gas Fields and City Markets”, *The Energy Journal*, 15 (4), pg. 37-48.

Canada