

*Institut Français de l'Énergie*

*Les stratégies d'intégration menées dans les  
industries gazières en Amérique du Nord :  
logique industrielle ou logique financière ?*

*Laurent David*

**CREDEN**

février 2001

Je tiens à remercier l'**Institut Français de l'Energie** de m'avoir offert la possibilité de réaliser cette recherche de post-doctorat. Je remercie également le Professeur Jacques PERCEBOIS d'avoir encadré ce travail.

Face aux opportunités et aux contraintes que génère la déréglementation, les compagnies gazières nord-américaines se sont lancées dans un mouvement de rapprochements qui se concrétisent généralement par des fusions-acquisitions. L'ampleur de ce mouvement soulève la question suivante : les restructurations actuelles sont-elles l'expression d'une recherche d'efficacité autrefois bridée par les contraintes réglementaires, ou au contraire, ne sont-elles que le résultat de stratégies financières dont l'objectif principal est la prise de contrôle d'autres compagnies ? La réponse à cette question nécessite en premier lieu d'apprécier les conséquences des opérations de fusions-acquisitions sur les performances des entreprises concernées. Vérifier la réalisation de synergies nécessiterait de pouvoir étudier les firmes impliquées dans des opérations de fusion sur une longue période. Or, l'ouverture du marché gazier américain en 1992 n'offre qu'un recul limité. Néanmoins, en relevant les opérations menées par quelques compagnies, il est possible d'évaluer le type d'intégration (horizontale, verticale ou diversifiée) souhaitée et l'impact à court terme sur quelques indicateurs-clés des performances des entreprises.

Le premier chapitre est destiné à dresser le cadre théorique et institutionnel de cette étude. Dans une première section, nous rappelons brièvement le cadre d'analyse proposé par l'Economie Industrielle pour appréhender les opérations de fusions-acquisitions. Nous mettons ici l'accent sur les différents déterminants de l'intégration verticale car ces derniers sont nombreux et complexes. La seconde section est consacrée à l'analyse des impacts de la déréglementation sur les différents segments de l'industrie gazière nord-américaine : production, transport et négoce, distribution. L'ouverture de l'accès des tiers aux réseaux inter-Etats a profondément modifié l'activité et les stratégies des transporteurs. En contraignant ces derniers à séparer leur activité de négoce et de transport, l'ATR a entraîné de nouvelles stratégies fondées sur l'expansion. Les bouleversements qui interviennent au niveau du transport et du négoce ne sont pas sans répercussions sur l'activité des distributeurs qui, eux aussi, cherchent à profiter des opportunités générées par l'ouverture des marchés.

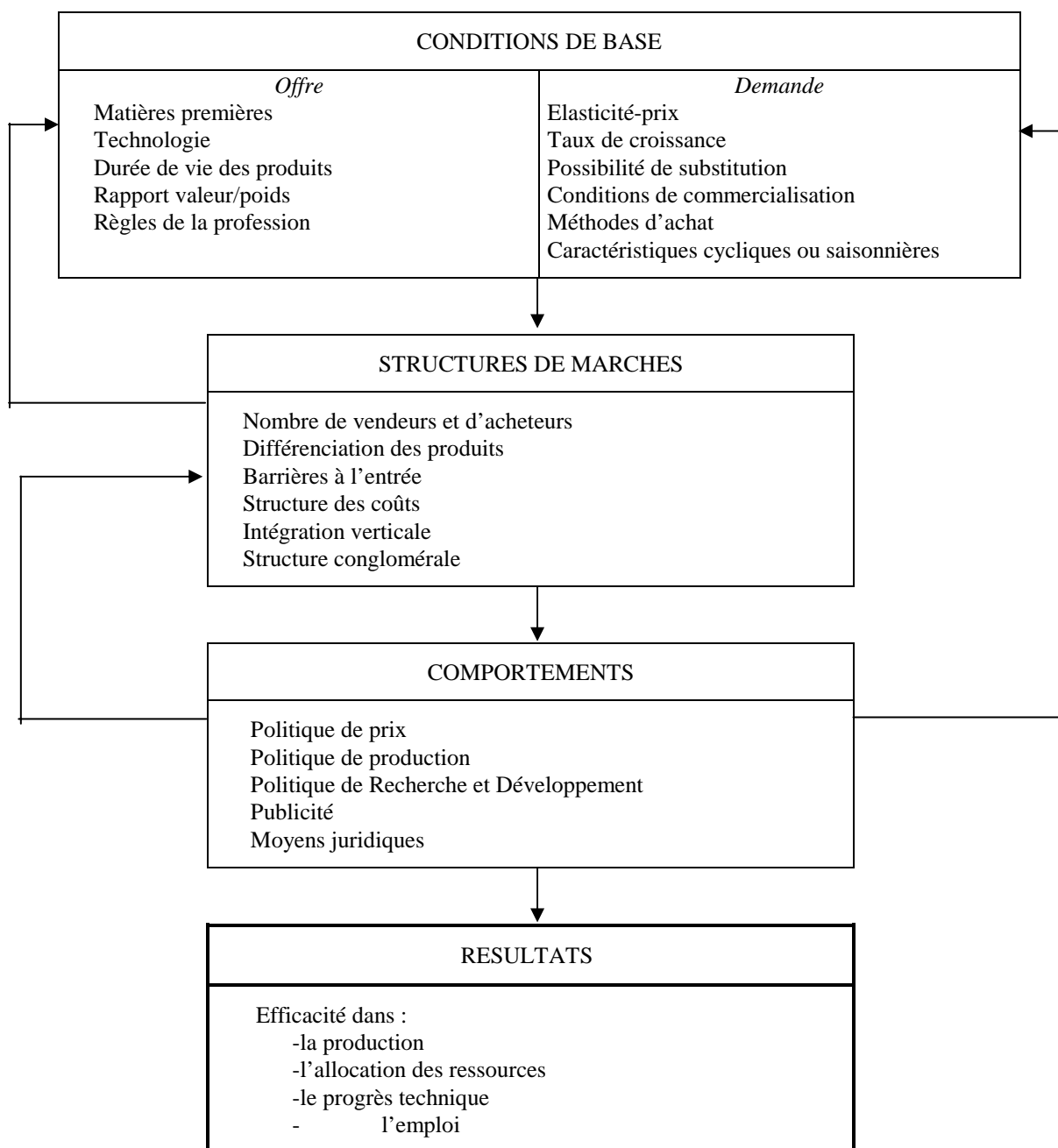
L'évolution de l'industrie gazière américaine offre une parfaite illustration du triptyque Structure-Comportement-Performance. Aux modifications du cadre réglementaire correspondent des stratégies de fusion-acquisition mises en place par les compagnies, stratégies qui influencent les performances de ces firmes. Pour saisir les stratégies mises en œuvre par les compagnies gazières

américaines, il est nécessaire de distinguer les différents segments de cette industrie car les opportunités diffèrent sensiblement entre l'amont et l'aval. C'est pourquoi nous nous concentrons dans notre second chapitre sur les opérations de rachat menées d'un côté par des compagnies dont l'activité initiale est le transport inter-Etat et de l'autre par des *utilities* chargées de distribuer le gaz aux utilisateurs finals. L'analyse des neuf compagnies étudiées dans ce document se fonde sur des données allant de 1991 à 2000. Deux approches parallèles ont été mises en œuvre : la première consiste à analyser les performances du point de vue des marchés financiers et la seconde consiste à relever les indicateurs relatifs à l'efficacité industrielle des firmes étudiées. Ces deux approches ont été appliquées à chacune des firmes étudiées afin d'apprécier les différentes stratégies mises en œuvre. En outre, une comparaison des performances industrielles et financières est proposée pour les holdings issues du transport et celles issues de la distribution. Au terme de cette comparaison, il est possible d'apprécier la validité des différents choix stratégiques mis en œuvre parmi les transporteurs et les distributeurs. Les opérations de fusion-acquisition relèvent généralement d'une logique industrielle. Il s'agit pour les gazoducs d'étendre leurs réseaux, et d'accroître la taille de leur filiale responsable du négoce. En ce qui concerne les distributeurs, ils s'intègrent vers l'amont vers le négoce. Cependant, il apparaît que, pour quelques firmes, les fusions-acquisitions obéissent également à une logique financière dans la mesure où leur impact sur l'efficacité industrielle ne correspond pas celui sur le cours boursier.

# Chapitre 1 Les fondements économiques des opérations de fusions-acquisitions

1.1. L'organisation industrielle et les stratégies d'entreprise

Figure 1 Le paradigme SCP



Du point de vue de la théorie économique, la forme d'organisation industrielle la meilleure pour la société est la concurrence pure et parfaite caractérisée par un grand nombre d'offreurs n'ayant aucune influence sur les prix. Concrètement, les conditions de la concurrence pure et parfaite ne sont qu'exceptionnellement réunies. Dès lors, l'objet de l'économie industrielle est de

déterminer quels sont les facteurs qui déterminent ou justifient une structure particulière. Dans cette optique, le schéma (Figure 1 ci-dessus) proposé par SCHERER et ROSS<sup>1</sup> [1990, p. 5] généralise le triptyque « Structure – Comportement – Performance » proposé par PORTER [1982].

## **1.2. La rente : lien entre structure industrielle et stratégie d'entreprise**

La recherche du profit par l'entreprise peut s'analyser comme la recherche de rentes qui peuvent être soit des rentes différentielles soit des rentes de monopole (CHEVALIER [2000, p.23]). Les rentes différentielles proviennent des différences de coût qui peuvent exister entre firmes concurrentes tandis que les rentes de monopole sont issues de la différenciation des produits mais aussi de tous les autres moyens par lesquels une firme bénéficie d'un avantage hors coût par rapport à ses concurrents (services attachés au biens fournis, innovations). Les objectifs de la firme peuvent alors se ramener à la création, l'appropriation et la protection de ses rentes.

Les leviers d'action par lesquels une firme peut jouer sur ses rentes différentielles sont ses coûts de production, de transaction, les économies d'échelle et d'envergure, l'intégration verticale, la contestabilité des marchés et l'innovation (CHEVALIER [2000, p.25]). Les rentes de monopole dépendent de facteurs comme la différenciation des produits, la discrimination, les barrières à l'entrée, les économies d'échelle et d'envergure et l'innovation. En terme d'économie industrielle, les stratégies sous-jacentes aux opérations de fusions-acquisitions qui nous intéressent ici visent à la recherche ou aux maintiens de ces deux types de rentes.

Dans ce cadre, l'intégration horizontale est un moyen pour une firme d'accroître son pouvoir de marché en se rapprochant d'un monopole. La taille optimale d'une entreprise est donnée par les fonctions de coûts attachées aux différents biens qu'elle produit. L'intégration verticale qui vise les rentes différentielles s'appuie sur des ressorts plus complexes que nous détaillons dans ce qui suit.

## **1.3. L'intégration verticale**

### ***1.3.1. Définitions***

Une firme est dite verticalement intégrée si elle englobe deux types de production tels que l'un (l'amont) soit un produit intermédiaire nécessaire à la production de l'autre (l'aval). Si une partie du bien (ou service) amont est vendue à d'autres utilisateurs, l'intégration verticale est qualifiée de partielle. Cette définition met en évidence une caractéristique fondamentale de

---

<sup>1</sup> Et repris par Chevalier (ed.) [2000, p.10]

l'intégration verticale : l'absence de liens contractuels ou de rapports de marché entre les différents stades de production.

Cependant cette définition peut paraître incomplète dans la mesure où elle ne fait pas intervenir la notion de propriété des actifs de production. Or, dans les faits, l'intégration verticale implique, à de rares exceptions près, l'appropriation par la firme des biens de productions amont ou aval. GROSSMAN et HART [1986, p.691] définissent la firme comme l'ensemble des actifs qu'elle possède. Dès lors, l'intégration verticale se définit comme la possession des installations nécessaires aux différents stades de la production d'un bien ou un service.

Certains auteurs comme WILLIAMSON [1979] et CHEUNG<sup>2</sup> [1983] remettent en cause cette approche par les droits de propriété pour mettre l'accent sur le facteur travail. Dès lors l'intégration verticale implique l'embauche d'un personnel qualifié pour réaliser un bien nécessaire au processus de production d'un autre, les installations nécessaires à cette réalisation pouvant appartenir à la firme ou simplement être louée.

Nous retiendrons alors la définition plus générale proposée par PERRY [1989, p.186] qui assimile l'intégration verticale au contrôle sur l'ensemble du processus de production plutôt que sur un input particulier (qu'il s'agisse du travail, des consommations intermédiaires ou du capital).

Finalement, une entreprise est dite « verticalement intégrée » si elle contrôle (en possédant ou par tout autre moyen) au moins deux stades de production successifs d'un bien. PORTER [1982] définit l'intégration verticale comme « la décision d'une firme d'utiliser les transactions internes, d'ordre administratif plutôt que des transactions marchandes pour réaliser ses objectifs économiques ». En distinguant l'amont de l'aval, l'intégration verticale résulte donc d'un comportement de la firme qui consiste soit à faire elle-même un input qu'elle peut acquérir sur un marché dans le cas d'une remontée vers l'amont, soit à distribuer aux utilisateurs finals un produit qu'elle peut vendre à des détaillants.

### ***1.3.2. Les formes d'intégration verticale***

Soit la firme crée sa propre unité ou filiale à un niveau connexe (en amont ou en aval) de son activité principale (croissance interne), soit elle procède par croissance externe en fusionnant ou en rachetant ses fournisseurs ou ses clients. Ce deuxième mode d'intégration verticale nous intéressera plus particulièrement.

---

<sup>2</sup> Cité par PERRY [1989, p.187]



### ***1.3.3. Les déterminants de l'intégration verticale***

Les trois principales raisons qui poussent une firme à s'intégrer verticalement sont l'accroissement de l'efficacité technologique, la diminution des coûts de transaction et les imperfections du marché (PERRY [1989, p.187]).

#### ***1.3.3.a. L'efficacité technologique***

Dans le cas des entreprises énergétiques, le contrôle des approvisionnements en énergie primaire (comme dans le cas de la production d'électricité à partir de gaz naturel ou de pétrole) correspond à la volonté d'obtenir un produit rationné dans des conditions stables en se soustrayant aux fluctuations de l'environnement économique du fournisseur. Plus généralement, la garantie de l'accès à un facteur de production important (qui peut être une matière première mais aussi une main d'œuvre spécialisée ou un actif spécifique) est donc un motif important d'intégration verticale.

Comme le rappellent CARLTON et PERLOFF [1998, p.556], l'explication traditionnelle de l'intégration verticale est la nécessité de garantir l'accès à un facteur de production important (une matière première essentielle, une catégorie de main d'œuvre spécialisée, du capital spécifique, une énergie fondamentale). Pour de nombreux produits, le prix n'est pas le seul instrument d'allocation des ressources. Dès lors, le rationnement apparaît comme un moyen de réaliser l'allocation des ressources. L'intégration verticale avec un fournisseur est un moyen d'augmenter la probabilité d'obtenir un produit rationné en quantité voulue.

### *1.3.3.b. La réduction des coûts de transaction*

Les coûts de transaction représentent les coûts du recours au marché (en sus du prix de vente). Ils sont liés à la conception, la rédaction, la négociation et l'exécution du contrat liant la firme à un fournisseur ou à un revendeur. Ils prennent en compte également le temps nécessaire à la recherche du prix de vente. COASE [1937] puis WILLIAMSON [1975] furent les premiers à mettre l'accent sur les coûts de transaction. Pour COASE, l'analyse de l'intégration verticale passe par celle des échanges verticaux plutôt que par celle du processus de production. L'intégration verticale n'est qu'un mode d'échange bilatéral entre deux entités. Dès lors, si le coût d'un échange sur le marché excède le bénéfice qu'apporte la transaction, un tel échange n'aura pas lieu et, par conséquent, l'investissement et la production liés à ce genre de transaction ne se réaliseront pas.

La notion de coût de transaction s'articule chez WILLIAMSON autour de celle de spécificité<sup>3</sup> des actifs. Un actif spécifique donne lieu à un monopole bilatéral entre l'acheteur et le vendeur résultant de la mise en œuvre de cet actif. En effet, l'investissement dans un actif qui ne peut être dédié qu'à l'échange entre les deux firmes accroît les profits de ces dernières. Il peut s'agir d'un élément du capital physique mais aussi du capital humain de la firme, ou également d'un investissement immatériel (dans une marque par exemple). La présence d'actif spécifique génère ce que KLEIN, CRAWFORD et ALCHIAN [1978] appellent une « quasi-rente organisationnelle appropriable » qui est la différence entre la valeur de l'actif dans son usage effectif et sa valeur dans son second meilleur usage. Lorsque l'environnement de la transaction est complexe et évolutif, il est difficile pour les firmes en présence de définir un contrat qui prévoit l'ensemble des situations possibles. Le coût de la rédaction d'un contrat qui définisse les obligations de chacune des parties pour l'ensemble des éventualités est prohibitif. Cette situation rend possibles des comportements opportunistes par lesquels les firmes cherchent à s'approprier les quasi-rentes en brandissant la menace d'une dissolution de l'accord de transaction. Lorsque la spécificité est suffisante pour rendre la gestion du contrat trop coûteuse par rapport aux gains que ce dernier entraîne, l'intégration verticale peut apparaître comme un mode de gestion des relations plus efficace.

### *1.3.3.c. Echapper aux imperfections du marché*

Les imperfections du marché sont de nature variée : il peut s'agir d'externalités, d'interventions publiques, de concurrence imparfaite et d'asymétrie d'information.

---

<sup>3</sup> Pour WILLIAMSON, c'est la notion d'actif spécifique (à côté de celle de d'incertitude et de fréquence des transactions) qui « distingue le plus l'économie des coûts de transactions des autres méthodes d'étude de l'organisation économique » [1985, p.52].

- **Supprimer les externalités**

Une firme peut souhaiter internaliser une externalité. La réputation d'un distributeur est un exemple d'externalité. En effet, l'intégration verticale vers l'aval est un moyen pour la firme qui conçoit le produit sans le distribuer de se détacher d'une image de marque négative liée à une mauvaise distribution.

- **Contourner les interventions publiques**

L'intégration verticale peut apparaître comme un moyen de se soustraire au contrôle de l'Etat ou du régulateur. Dans le cas de l'industrie gazière, l'activité du transport est un monopole naturel dont les prix sont soumis au contrôle du régulateur. Si le transporteur s'intègre en aval avec le fournisseur, les prix de transferts internes au groupe échappent au contrôle du régulateur. Les diverses expériences de déréglementation gazière (américaine et britannique) montrent à ce titre que les autorités réglementaires doivent veiller à une séparation minimale des activités de transport et de fourniture pour éviter ce phénomène.

La taxation différente des profits selon les sites d'implantation est également une justification à l'intégration verticale. En effet, dans une entreprise intégrée, la direction a la possibilité, en manipulant les prix de transfert de localiser ses profits sur les unités les moins taxées.

Toute réglementation entraîne la tentation de pratiquer des subventions croisées entre les différentes unités d'une firme intégrée verticalement ou horizontalement.

- **Gérer les asymétries d'information**

L'intégration verticale peut réduire les coûts d'acquisition et de production de l'information. Cette information est de nature variée puisqu'elle peut concerner la structure des coûts de l'industrie ou le niveau de la demande sur le marché intermédiaire ou final. De plus, les coûts fixes inhérents à la prévision de l'offre, de la demande et des prix sont répartis entre les différentes unités de la structure intégrée.

En dehors de toute autre incitation, une firme peut être tentée de s'intégrer en amont pour lever une incertitude concernant le prix d'un de ses facteurs de production et ainsi prendre ses décisions d'investissements et de productions en étant mieux informée. Ce type de modèle fut initié

par ARROW [1975] qui fut un des premiers à mettre en avant le rôle de l'information dans les processus d'intégration verticale<sup>4</sup>.

Les modèles issus de la théorie de l'agence mettent également l'acquisition d'informations privées au cœur de la décision d'intégration. Si une firme en amont (le principal) passe un contrat avec un distributeur en aval (l'agent) tel que ce dernier soit incité à révéler le véritable prix final, l'information privée de ce dernier lui octroie une rente provenant du mécanisme qu'est obligé de mettre en place le fournisseur pour connaître la demande finale. L'intégration verticale vers l'aval élimine l'inefficacité engendrée par cette asymétrie d'information car le fournisseur peut alors observer les profits joints. La firme intégrée peut amener la filiale aval (le distributeur) à révéler le véritable prix final en la récompensant uniquement lorsque la quantité optimale pour le prix annoncé est pertinente avec les profits joints observés. Cette approche proposée par CROCKER [1983] suppose que l'intégration verticale n'altère pas l'incitation de la filiale chargée de la distribution à l'efficacité. De plus, comme le note PERRY [1989, p.209], un contrat plus complexe que celui stipulé doit permettre d'aboutir à un résultat similaire.

Enfin, il convient de remarquer que l'intégration verticale n'implique pas nécessairement par la révélation d'une information de valeur. Si les firmes qui s'intègrent conservent leur structure, des objectifs propres à chacune d'elle peuvent subsister à côté de la maximisation du profit commun et ces objectifs communs peuvent conduire à la persistance d'un rapport d'agence caractérisé par des informations privées. En définitive, l'intégration verticale peut permettre une meilleure révélation de l'information mais elle ne garantit pas la disparition de toute information privée.

- **Accroître l'efficacité d'un monopsonne**

Une firme en situation de monopsonne peut avoir intérêt à s'intégrer vers l'amont en rachetant un ou plusieurs de ses fournisseurs pour se prémunir d'une hausse de prix de son input. Ce faisant, il accroît son profit et le bien-être global.

PERRY [1989, p.196] montre qu'un monopsonne peut soit intégrer l'ensemble de ses fournisseurs en une seule fois, soit les racheter un à un. S'il opte pour une intégration totale vers l'amont, le rachat des firmes inclut outre la valeur des actifs, celle de l'ensemble des rentes perçues

---

<sup>4</sup> Il propose un modèle dans lequel des firmes en aval doivent investir dans des capacités de production sans connaître le prix du facteur de production qu'elles doivent acquérir en amont. La production des fournisseurs en amont est affectée par un aléa qui la rend incertaine. En général, les variables aléatoires affectant les différents fournisseurs sont corrélées. Les fournisseurs en amont sont supposés en concurrence, il n'y a donc ni rationnement ni aucune autre incitation à vendre le facteur de production à un prix autre que le prix de marché. Dès lors, la seule incitation pour les firmes en aval à s'intégrer vers l'amont est la recherche d'information concernant le prix de l'input.

par ses fournisseurs du fait de la situation de monopsonne. En procédant étape par étape, le monopsonne rachète un de ses fournisseurs, accroît les quantités achetées à ce dernier, réduisant ainsi la rente perçue par les autres fournisseurs, réduisant ainsi le coût de leur rachat. Autrement dit, la firme en aval peut programmer son intégration vers l'amont de façon à réduire au maximum le coût de sa remontée.

#### *1.3.3.d. Se soustraire à la concurrence*

- **Se garantir des débouchés en aval**

Si une firme en amont fournit un input à des firmes en aval qui le combinent à d'autres pour produire leurs biens, le prix monopolistique pratiqué par la firme en amont conduit les firmes situées en aval à substituer cet input par d'autres fournis de façon concurrentielle. Dès lors, la firme en amont est contrainte au niveau de son offre. Elle est alors incitée à s'intégrer vers l'aval pour maximiser son profit. L'effet d'une telle intégration verticale en termes de bien-être global dépend de l'accroissement de profit enregistré par la firme en amont et de la perte en surplus des consommateurs servis en aval liée à la hausse des prix du bien. Deux effets sont alors à considérer : l'intégration verticale a-t-elle engendré une hausse du prix du bien final ? Si oui, la perte de surplus des consommateurs est-elle supérieure au gain de profits enregistré par la firme intégrée ? Les réponses à ces questions reposent essentiellement sur les valeurs de l'élasticité de substitution de l'input et de l'élasticité prix de la demande.

- **Discriminer par les prix**

Une firme discrimine par les prix lorsqu'elle fait payer un prix variable selon les consommateurs pour un même bien. La discrimination implique que la firme soit parfaitement informée sur les demandes qui lui sont adressées. La théorie économique distingue généralement trois types de discrimination : la discrimination parfaite ou de degré 1 où le monopole est en mesure de faire payer à chaque consommateur le prix maximum que ce dernier est prêt à payer (sa disposition à payer) ; la discrimination de degré 2 qui consiste par des tarifs non linéaires à déconnecter (en partie) la dépense totale de l'acheteur des quantités qu'il acquiert ; la discrimination du troisième degré correspond à une différenciation des tarifs selon les groupes de consommateurs séparés selon des critères comme le revenu ou la disposition à payer.

En considérant une firme en amont (notée M) qui fabrique un bien nécessaire à deux firmes en aval caractérisées par des élasticité de demande différentes (l'élasticité de la firme 1, notée F1, est faible tandis que celle de la firme 2, notée F2, est forte) l'intégration verticale peut permettre à la firme d'accroître son profit en autorisant une discrimination par les prix du troisième degré. M peut être tentée d'intégrer ces deux firmes en aval. En effet, en pratiquant des prix de transfert différenciés, elle peut accroître les quantités de son produit utilisées par F2 et réduire l'usage de son produit chez F1. L'augmentation du prix de transfert pour F1 n'entraîne qu'une petite baisse de la demande tandis que la baisse de prix de transfert pour F2 entraîne une forte augmentation de la demande de cette dernière adressée à M. Comme le montre PERRY [1989, p.193], la firme M peut obtenir le même résultat en s'intégrant verticalement à la F2. Elle peut ainsi réduire son prix de transfert vis-à-vis de sa filiale F2 tout en accroissant le prix de vente à F1 jusqu'à son prix de monopole. Dès lors, si l'intégration verticale est impossible, la firme M peut créer sa propre filiale pour pouvoir discriminer par les prix.

Cette possibilité de discrimination est particulièrement intéressante dans le cas du gaz naturel. En effet, si un exploitant de réseau gazier qui se trouve en situation de monopole pour la fourniture du service de transport face à des distributeurs qui servent des clientèles différenciées au niveau de leur élasticité de la demande (clients résidentiels, industriels, électriciens), il a intérêt à s'intégrer verticalement avec un fournisseur dont la demande finale est élastique, autrement dit un fournisseur dont les clients sont peu captifs. Les régulateurs ont, dans la plupart des cas, conscience de cette incitation, c'est pourquoi, une séparation minimale entre les activités monopolistiques comme le transport et les activités concurrentielles comme la fourniture est exigée.

- **Instaurer des barrières à l'entrée**

L'intégration verticale est un moyen pour une firme en place de se protéger d'éventuels entrants en les contraignant à envisager une entrée profitable non plus à un seul niveau d'activité mais sur les niveaux inclus dans la structure verticale intégrée. En outre, l'intégration verticale élimine l'entrant le plus probable : la firme située à un niveau connexe.

- **Elever les coûts des concurrents**

L'intégration amont d'une firme peut également être un moyen d'accroître les coûts d'approvisionnements de ses concurrents en aval. L'intégration verticale apparaît donc comme un

stratégie de forclusion<sup>5</sup>. Ce type de stratégie n'intervient que si le coût d'opportunité lié aux rachats en amont est inférieur au coût potentiel d'une concurrence en aval. Ce type de stratégie est particulièrement pertinent dans le cas des industries de réseaux caractérisées par la présence d'« *essential facilities* », c'est-à-dire des actifs incontournables. Dans le cas du gaz naturel, l'intégration amont d'un distributeur vers l'exploitation d'un gazoduc peut être un moyen, si elle est autorisée par le régulateur, de limiter l'accès des entrants à son marché.

Pour accroître les coûts de ses rivaux, une firme dominante n'a pas besoin d'acquérir l'ensemble de la ressource rare (comme la capacité de transport). Il lui suffit de laisser un marché libre en amont suffisamment limité pour que ses concurrents en aval ne puissent pas développer leur activité sans supporter des hausses de coûts rédhibitoires.

Au terme de cette revue des motifs sous-jacents à l'intégration verticale, il apparaît que l'objectif principal d'une firme engagée dans ce type d'opérations est d'accroître son pouvoir de marché face à ses concurrents (éventuels ou avérés) mais aussi face à ses partenaires commerciaux. En plaçant les différents acteurs de l'industrie gazière dans un contexte concurrentiel, la déréglementation les a contraints à mettre en place de nouvelles stratégies.

---

<sup>5</sup> La forclusion de marché désigne l'ensemble des moyens dont dispose une firme pour réduire l'accès de ses concurrents soit à des fournisseurs (on parle alors de « forclusion amont ») soit à des clients (on parle alors de « forclusion aval »).

## Section 2 Les fusions acquisitions dans le secteur gazier américain

### 2.1. Historique du mouvement

#### 2.1.1. L'ouverture des marchés : le décret 636

Le décret 636 (1992) constitue la pierre angulaire du processus de déréglementation de l'industrie gazière américaine. En effet, ce texte va généraliser l'accès des tiers au réseau introduit par le décret 436 et réformer les tarifs de transports. Les derniers obstacles à l'instauration d'une véritable concurrence sont ainsi levés. Les principaux éléments de ce texte sont la séparation des activités des compagnies de gazoducs au niveau de la facturation et des comptes des compagnie de gazoducs, la réforme des tarifs de transport, la création d'un marché secondaire de la capacité de transport et le remboursement des coûts de transition (*stranded costs*).

Le *unbundling* des activités des gazoducs implique la séparation des contrats de fourniture intégrée existants en d'une part un contrat de transport et d'autre part un contrat de fourniture de la molécule. La vente de la molécule étant ouverte, la plupart des compagnies de gazoducs<sup>6</sup> ont créé des filiales indépendantes chargées de la commercialisation du gaz. Ces filiales ont récupéré les contrats de fourniture dont disposait le gazoduc avant la restructuration.

Le décret 636 autorise les détenteurs de capacités excédentaires (pour l'essentiel des CDL) à revendre cette capacité de transport inutilisée. Ainsi une compagnie de distribution locale (CDL) du nord-est, dont la demande de gaz en été n'est que de 20% de la capacité souscrite pour faire face aux pointes de demande de l'hiver, peut revendre les 80% restants au plus offrant durant la période où elle n'en a pas besoin. Le détenteur de capacité excédentaire doit informer la compagnie de gazoduc de son intention de revendre une partie de sa réservation. Le gazoduc qui centralise donc les offres doit disposer d'un système électronique d'affichage des capacités disponibles sur le marché secondaire (*electronic bulletin board* - EBB). L'attribution de la capacité revendue s'effectue par le gazoduc après un processus d'enchères. Néanmoins, le prix de revente ne doit pas excéder le tarif initial. L'objectif de ce plafond est d'éviter la réservation de capacité à des fins de spéculation. Cependant, afin de faire concorder les tarifs de transport avec la valeur que les affréteurs attribuent à ce service, la FERC a mis en place depuis 1997 un programme de suppression de ce plafond.

<sup>6</sup> Les gazoducs peuvent conserver des contrats intégrés si eux ou leurs clients le souhaitent. Cependant, l'activité de vente est dans ce cas soumise à l'octroi de *Blanket Certificate* de la part de la FERC.



Considérant les tarifs acquittés par les expéditeurs comme un élément déterminant de la concurrence, la FERC prévoit dans le décret 636 l'application de la méthode SFV (*Straight Fixed Variable*) pour la tarification du transport. Le tarif du transport ferme, qui sert de base au calcul des tarifs des autres services de transport<sup>7</sup>, comporte deux éléments. Une partie « réservation » (ou composant « capacité ») dont le montant dépend du volume maximum réservé par l'expéditeur (volume égal à la demande maximale journalière qu'il devra servir) et une partie « usage » (ou composant « commodité ») du tarif dont le montant dépend des quantités de gaz que l'expéditeur fera effectivement transiter chaque jour dans le gazoduc. A partir de 1993, la méthode SFV, déjà en vigueur au Canada remplace la méthode MFV (*Modified Straight Variable*). Elle prévoit l'imputation de l'ensemble des coûts fixes sur la partie « réservation de capacité » du tarif payé par l'expéditeur alors que la méthode MFV allouait une partie de ces coûts fixes sur la partie « usage » du tarif. Dans le cadre de la méthode SFV, la partie « usage » du tarif ne contient plus que les coûts variables liés au transport effectif du gaz.

La FERC a reconnu que les sociétés de gazoducs pourraient encourir des coûts résultant de l'application du décret 636. Ces coûts peuvent être regroupés en trois catégories.

- i. Les sociétés de gazoducs étaient liées par des contrats de long terme avec leurs fournisseurs. La renégociation de ces contrats, rendue nécessaire par le décret 636 qui place ces compagnies en situation de concurrence, entraîne des coûts que les gazoducs doivent pouvoir récupérer. D'autre part, les conditions de prix incluses dans ces contrats sont plutôt défavorables aux compagnies de gazoducs par rapport à celles dont peuvent bénéficier les nouveaux acheteurs. Ce différentiel de prix constitue également un coût que supportent les compagnies de gazoducs.
- ii. Les *stranded costs*<sup>8</sup> représentent les coûts des actifs précédemment utilisés pour fournir un service de ventes liées (par exemple les installations de stockage ou les contrats de transport avec d'autres gazoducs) qui ne peuvent plus être directement imputés aux clients du transporteur dans un contexte où celui-ci fournit le service du transport indépendamment de la molécule. Les *stranded costs* renvoient donc aux dépenses réalisées dans un contexte réglementaire révolu. Dans un environnement

---

<sup>7</sup> Outre le service de transport ferme régi par des contrats de long terme ou de court terme, les gazoducs proposent un service de transport interruptible et depuis 1994, un service sans préavis (*no-notice service*).

<sup>8</sup> Les *stranded costs* (littéralement les coûts échoués ou coûts abandonnés) sont moindre dans le cas du gaz que dans le cas de l'électricité puisqu'il s'agit principalement de contrat (on parle alors de « *soft stranded costs* ») tandis que dans le cas de l'électricité, ces coûts concernent des actifs immobilisés volumineux (tels que les centrales).

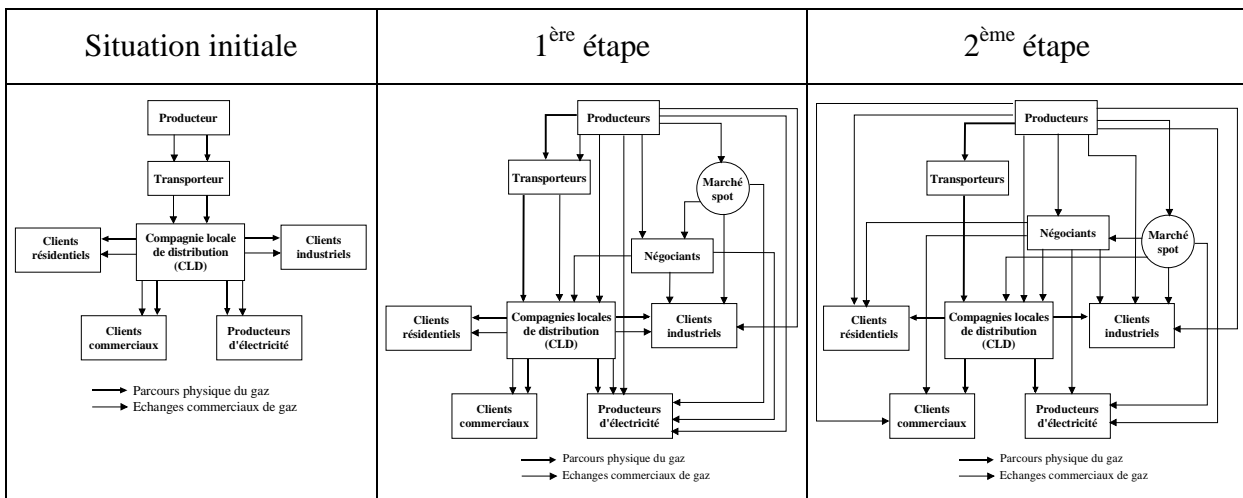
concurrentiel, la compagnie de gazoduc ne peut plus faire payer aux consommateurs ces dépenses qui prennent souvent la forme d'obligations contractuelles.

iii. Enfin, la troisième et dernière catégorie de coûts reconnus par la FERC concerne les nouveaux équipements tels que les appareils de mesure et les tableaux d'affichage électroniques (EBB).

Initialement, le décret 636 stipulait que les sociétés de gazoducs seraient autorisées à récupérer 100% de leurs coûts de transition "prudemment encourus" sous la forme d'une majoration des frais de réservation facturés aux clients, ou sous la forme de frais de sortie facturés aux clients fermes. Face aux objections des compagnies locales de distribution et des consommateurs entre autres, la FERC a sorti le décret 636-A le 3 août 1992, qui impose aux transporteurs de récupérer 10% des coûts de transition par le biais de leurs tarifs aux consommateurs interruptibles. En août 1995, 2,7 milliards de dollars de coûts de transition résultant de l'application du 636 ont été présentés à la FERC pour un recouvrement par le biais d'une augmentation des tarifs de transport facturés aux affréteurs. Les 2,7 milliards de dollars comprennent : 2 milliards de dollars de coûts liés aux contrats d'approvisionnement en gaz naturel, 0,7 milliard de dollars de *stranded costs* et 9 millions de dollars pour les nouvelles installations. Au début de l'année 1998, ce montant atteignait 3,3 milliards de dollars.

Le décret 636 a profondément transformé la structure des échanges gaziers aux États-Unis. Ainsi, la Figure 2 ci-dessous montre combien les relations entre les acteurs se sont singulièrement complexifiées.

**Figure 2 Evolution de la structure de l'industrie gazière américaine**



### 2.1.2. L'évolution du marché gazier américain

De 1990 à 1998, la consommation finale de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 14%. Cette augmentation provient principalement par l'utilisation croissante du gaz naturel en tant que combustible dans la production d'électricité et dans l'industrie. Cet attrait pour le gaz naturel s'explique notamment par ses qualités environnementales. D'autre part, la baisse des coûts provoquée par le processus de déréglementation ainsi que le développement des capacités de transport au cours de cette décennie expliquent en partie cette percée du gaz naturel. En 1999, la production nationale de gaz naturel est 535 milliards de m<sup>3</sup> (18 900 milliards de pieds cubes) tandis que la consommation nationale est de 606 milliards de m<sup>3</sup> (21 400 milliards de pieds cubes) (EIA, [2000]). Les importations qui complètent la production nationale viennent essentiellement du Canada. Globalement, le gaz représente 23% de l'offre primaire d'énergie (le pétrole comptant pour 40% et le charbon pour 23%). Après une baisse entre 1997 et 1998, les prix du gaz naturel ont augmenté entre 1998 et 1999 en raison d'une part de la hausse des cours du pétrole, et d'autre part, d'une tension de la demande sur l'offre. Les prévisions concernant la consommation du gaz naturel menées par l'*Energy Information Administration (EIA)* du ministère de l'Énergie américain (*Department Of Energy – DOE*) indiquent qu'elle pourrait atteindre 906 milliards de m<sup>3</sup> en 2020. Cette croissance s'appuierait essentiellement sur la production électrique à partir de gaz naturel. L'importance qu'est appelé à prendre le gaz dans la production électrique participe à la convergence des industries électriques et gazières.

La convergence des industries gazière et électrique s'apprécie également au travers des fusions de *utilities* électriques avec des distributeurs gaziers<sup>9</sup>. Le contexte de déréglementation de ces deux industries favorise l'émergence d'entreprises géantes intervenant sur l'ensemble du territoire américain (BROCHU [1997]). L'intégration croissante des entreprises énergétiques et les investissements de certaines *utilities* dans des pays où les industries de réseaux font également l'objet d'une déréglementation témoignent d'une vocation internationale chez ces nouveaux géants énergétiques nord-américains. La déréglementation de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord est donc en train de profondément transformer ces deux industries.

---

<sup>9</sup> Sur ce sujet, la thèse de S. MERITET [2000] analyse les opérations de fusions entre électriciens et gaziers.

## 2.2. Les stratégies mises en œuvre sur les différents segments de l'industrie gazière américaine

### 2.2.1. En amont

La production de gaz naturel en Amérique du Nord est dominée par les grandes compagnies pétrolières américaines. Cependant, les producteurs indépendants restent très nombreux et leur rôle dans l'industrie gazière est important. Actuellement, ils se sentent défavorisés par rapport aux négociants qui interviennent sur les marchés de gros. Ils demandent à la FERC de les autoriser à se constituer en coopérative<sup>10</sup> pour compenser ce déséquilibre. Or, de tels groupements constituent des entorses aux lois antitrust américaines. Se regrouper permettrait aux producteurs d'atteindre une taille suffisante pour bénéficier d'une information équivalente à celle dont disposent les négociants. D'autre part, ils bénéficieraient d'économies d'échelle et de gains en matière d'organisation commerciale. Au-delà des arguments avancés par les producteurs pour faire accepter leur cartellisation sous forme de coopérative, l'objectif sous-jacent est d'avoir un poids suffisant pour intervenir sur les prix du marché en jouant sur les volumes produits.

Le fonctionnement de cartels, qu'ils soient légaux tels que les coopératives ou illégaux, se heurte à de nombreux obstacles. Comme, le rappellent JACQUEMIN et SLADE [1989, p.417], la collusion, qu'elle soit tacite ou explicite, n'est jamais évidente. En effet, étant donné que le prix du bien vendu par les participants à l'accord (en l'occurrence du gaz) s'élève au dessus du prix d'équilibre non-coopératif, les acteurs sont incités à tricher. Pour que l'accord soit viable, il faut donc qu'il prévoie un mécanisme de détection de la fraude et un système de sanctions dissuasif. Outre le non respect des termes du contrat, la réalisation de l'accord peut également être entravée par l'hétérogénéité des firmes en termes de coûts. Des préférences différentes<sup>11</sup> constituent également des obstacles à la définition d'un accord ainsi que l'incertitude (JACQUEMIN et SLADE [1989, p.420])<sup>12</sup>.

Outre le regroupement par coopérative, les fusions sont intéressantes, car généralement elles permettent aux entreprises concernées d'accroître leur pouvoir de marché face à leurs concurrents ou aux entreprises situées en aval comme les négociants. Malgré les avantages que peut présenter la

---

<sup>10</sup> Un texte intitulé « *Natural gas competitiveness Act of 1995* » a été déposé au Congrès le 14 septembre 1995. Son objet est d'autoriser les producteurs gaziers à se grouper en association pour produire, collecter, transporter, traiter, stocker, et commercialiser du gaz naturel sur les marchés inter-États, intra-État et internationaux. L'association ne devra pas traiter un volume de gaz supérieur à 20% de la production américaine de l'année précédente.

<sup>11</sup> Des firmes dont les taux d'actualisation ne sont pas égaux ne seront pas d'accords sur le poids des profits futurs par rapport au profit immédiat.

<sup>12</sup> Ces deux auteurs indiquent que l'incertitude accroît les coûts de négociations puisque les accords doivent être revus plus souvent.

fusion, cette stratégie n'a été que très peu appliquée par les producteurs indépendants aux États-Unis, peut-être à cause de l'étroite surveillance qui existe en matière de trusts.

Avant l'entrée en vigueur du décret 636 qui impose l'accès des tiers au réseau, il n'était pas rare que les transporteurs contrôlent des producteurs. La séparation des activités vente de celle de transport imposée par le décret 636 a supprimé l'incitation à l'intégration verticale des transporteurs. Ces derniers n'intervenant plus dans le négoce de la molécule, l'accès aux réserves n'est plus nécessaire pour satisfaire leurs obligations vis-à-vis de leur client. Le Tableau 1 ci-dessous illustre la cession d'actifs de production par quelques grands transporteurs américains depuis 1996.

**Tableau 1 Retrait des transporteurs de l'amont**

<i>Date</i>	<i>Transporteur</i>	<i>Filiales ou actifs de production cédés</i>
1996	KN Energy Inc	KN Production Co
1996	Pacific Gas and Electric	Dalen Resources Co
1996	Utilcorp Limited	Aquila Energy's gas and oil ops.
1996	Keyspan Energy Corp	Houston Exploitation Co
1997	Questar	Questar Exploration Inc
1998	MCN Corporation	MCNIC Oil&Gas Co
1999	Enron	Enron Oil&Gas Co

Source : RUTLEDGE, WRIGHT [2000, p.3]

A l'opposé, l'intégration verticale semble être une stratégie profitable pour les producteurs dans la mesure où l'acquisition (ou la création) de filiales dans le négoce leur permet d'acquérir les connaissances et les infrastructures nécessaires à la fourniture de la molécule aux utilisateurs finals. De nombreux producteurs se sont lancés dans la commercialisation de leur gaz. Les objectifs principaux des producteurs dans leur descente dans l'aval gazier (stockage et surtout commercialisation) sont d'une part les économies d'échelle et d'autre part le développement de leurs débouchés. L'exemple de Chevron est caractéristique de l'attraction qu'exerce le négoce sur les producteurs mais également des difficultés que cette descente vers l'aval suscite. En effet, en 1993, Chevron crée une filiale destinée à commercialiser du gaz sur le territoire américain avec la ferme intention de développer cette activité. En 1996, elle revend cette filiale au groupe NGC (Dynergy) et entre dans le capital de la holding NGC. La descente sur l'aval s'effectue donc plutôt par le biais de fusions partielles que par la création de filiales. Le cas de Chevron n'est pas isolé

puisqu'on constate le même phénomène avec Apache Corporation qui a cédé la majorité des parts de sa filiale « négoce » Proenergy Marketing à Cinergy (RUTLEDGE, WRIGHT [2000, p.4]).

### 2.2.2. *Au niveau du transport*

Le développement des gestionnaires de réseau après l'entrée en vigueur du décret 636 a suivi trois axes. Premièrement, les gazoducs ont créé des filiales de façon à offrir les services non réglementés liés au transport (traitement, collecte). Deuxièmement, la plupart d'entre eux sont entrés dans des stratégies d'intégration horizontale. Troisièmement, la séparation comptable de l'activité de fourniture de celle de transport les a contraints à créer (ou à prendre des participations) dans des compagnies de négoce.

#### 2.2.2.a. La réorganisation des activités de transports

Suite à la mise en oeuvre du décret 636, les compagnies de transport américaines se sont réorganisées pour pouvoir offrir efficacement leurs services séparés. Les différents objectifs poursuivis par les compagnies de transport qui se restructurent en créant des filiales et en se lançant dans des fusions sont les suivants: développer l'activité dans les services non réglementés ; retenir les consommateurs qui préfèrent les services groupés ; différencier les services pour faire face à la concurrence ; accroître l'utilisation des réseaux (augmenter le facteur de charge) en augmentant ses parts de marché. Un des motifs des alliances menées durant la décennie 90 est la réalisation de profits grâce aux services non réglementés qui permettent de pratiquer des tarifs de marché. Les filiales spécialisées dans la collecte et la commercialisation du gaz peuvent pratiquer des prix qui ne sont pas contrôlés par la FERC. Le Tableau 2 ci-dessous témoigne de l'intervention de quelques grandes compagnies de transport dans les services non réglementés.

**Tableau 2 Quelques grandes compagnies de transport dans les services non réglementés**

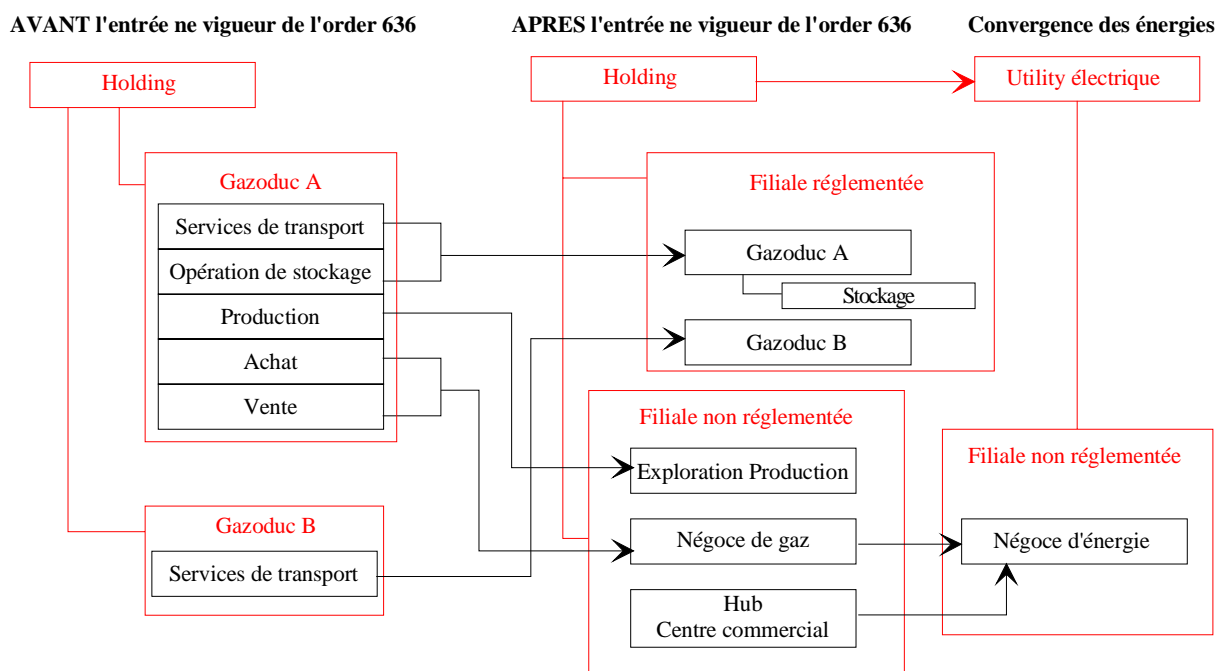
Gazoducs	Services non réglementés				
	Négociant en gaz naturel	Producteur d'électricité	Négociant en électricité	Exploitation d'un <i>hub</i>	Collecte et traitement du gaz
Coastal Corporation	X	X	X	X	X
Consolidated Natural Gas Company	X	X	X	X	
Noram Energy Corporation	X		X	X	X
Panhandle Eastern Corporation	X		X		X
Transco Energy Company	X		X		X

Source : EIA, 1996, Natural Gas 1995: Issues and Trends

L'intervention des transporteurs dans les services non réglementés comme le négoce d'électricité ne constitue pas une garantie de survie dans l'environnement concurrentiel généré par le décret 636. En effet, parmi les cinq compagnies relevées dans Tableau 2 ci-dessus, trois ont été absorbées par les firmes que nous étudions dans le chapitre 2. Coastal a été rachetée par El Paso en 2000, Noram par Reliant en 1993 et Panhandle par CMS en 1998.

La restructuration des compagnies de gazoducs initiée par l'ordre 636 peut se résumer par la Figure 3 ci-dessous.

**Figure 3 Evolution de la structure d'une compagnie de gazoduc**



*2.2.2.b. L'intégration horizontale*

Le mouvement d'intégration horizontale au niveau du transport qui a débuté avant même l'entrée en vigueur du décret 636 s'est accéléré en 1998. C'est à partir de ce moment que les plus grosses fusions-acquisitions sont intervenues. L'activité du transport par gazoduc étant caractérisée par des rendements croissants, l'augmentation de la taille permet aux firmes participant aux fusions-acquisitions de bénéficier d'économies d'échelle. L'extension des réseaux qu'entraînent ces opérations permet aux opérateurs de diversifier leur offre et leur clientèle. Une des compagnies les plus emblématiques du mouvement que connaît actuellement le segment transport est le groupe El

Paso<sup>13</sup>. Ses acquisitions (Movaje Pipeline en 1993, Tenneco Energy en 1996, Sonat en 1999 et Coastal Corp. En 2000) lui ont permis de contrôler un réseau d'une longueur totale de 92 800 km lui donnant accès à environ 70% de la population américaine.

### 2.2.2.c. *L'intégration verticale vers l'aval*

Le décret 636 les ayant contraints à se séparer de leur activité de négoce, les gazoducs américains ont eu la possibilité de créer des filiales reprenant leur ancienne activité de vente dans la mesure où ces dernières ne bénéficient pas de conditions plus favorables que des négociants indépendants. Lorsqu'on observe les principaux négociants sur le marché américain, il apparaît que les filiales issues du démembrement des gazoducs sont très bien placées comme l'indique le tableau ci-dessous qui liste les principaux négociants de gaz naturel sur le territoire américain en fonction des volumes vendus en 1998. Les compagnies en gras sont les filiales des transporteurs et celles en italique sont les filiales des distributeurs auxquels nous nous sommes intéressés dans le second chapitre.

**Tableau 3 Ventes de gaz 1998 par les principaux négociants**

<b>Compagnie</b>	<b>TBTU 1998</b>
Enron	4 436,60
Utilicorp united Inc	3 597,90
PG&E Corporation	3 512,00
Dynegy*	3 335,50
Duke Energy Corporation	3 066,00
Transcanada Pipelines	2 127,50
Columbia Energy Group	1 622,10
Texas Utility Company	1 370,80
El Paso Energy Corporation	1 333,20
Coastal Corporation	1 311,70
Westcoast Energy Inc	1 311,70
Williams Company	1 277,50
KN Energy	1 274,30
Sonat Inc	1 257,80
Reliant Energy Inc	1 199,30
Exxon Corporation	1 077,00
Conoco Inc	910,00
Texaco Inc	865,70
MCN Energy Group Inc	466,90
CMS Energy Corporation	379,90
Phillips Petroleum Company	370,30

\* Ce chiffre comprend également les volumes vendus sur le marché anglais  
Sources : Rutledge, Wright [1999, p.167]

<sup>13</sup> Nous reviendrons en détail sur les performances de cette firme très active en matière de fusions-acquisitions.



### 2.2.3. Les négociants

Comme nous venons de le préciser, les grandes compagnies de marketing sont issues de la séparation des activités autrefois assurées par les transporteurs (achat-revente de la molécule et transport de cette dernière). L'accès des tiers au réseau à développer la concurrence à ce niveau en autorisant ces compagnies à investir d'autres territoires que celui desservi par le réseau dont elles émanent. Cette concurrence s'est traduite par une réduction des marges des transporteurs. Le cas du groupe El Paso (cf. **Tableau 4**) est, une fois de plus, emblématique de ce phénomène.

**Tableau 4 El Paso Energy Corporation : rentabilité des différents segments -1998**

	Tennessee Pipeline	El Paso Pipeline	Field Services	Energy Marketing
Recettes (million des \$)	766	475	253	4 017
Résultat d'exploitation (millions de \$)	332	215	60	5
Taux de profit (résultat/ recette)%	43,3	45,3	23,7	0,1
Taux de rendement sur actif moyen %	6,5	12	5,3	0,6

Source: El Paso Energy Corp, Annual Report 1998

La développement de la concurrence sur ce segment à provoqué trois types de réaction chez les négociants : la croissance externe par les fusions-acquisitions, la différenciation de leur offre et la diversification.

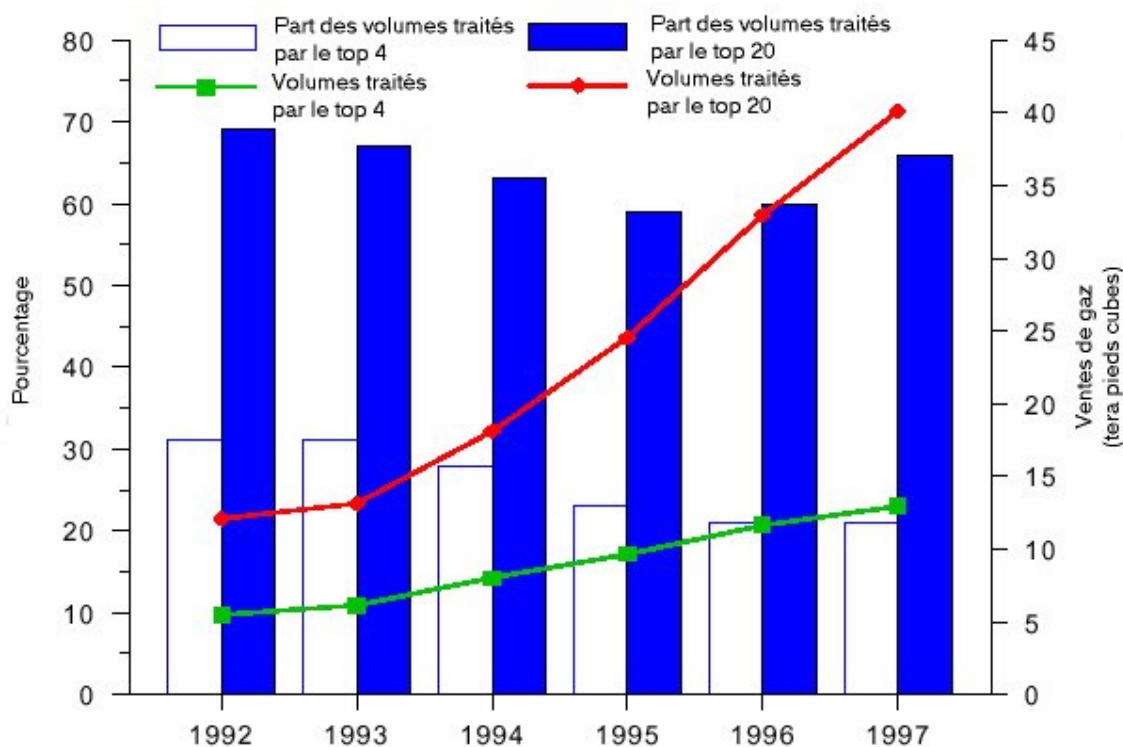
#### 2.2.3.a. L'intégration horizontale

L'érosion des marges au niveau du négoce a incité les compagnies à grossir afin d'accroître leur pouvoir de marché et atteindre une taille critique qui garantisse leur survie dans un environnement extrêmement concurrentiel. Le retrait de certains producteurs de ce segment que nous évoquions plus haut a de plus offert aux négociants des opportunités de croissance externe. Les fusions réduisent le nombre de gros négociants qui voient leur part de marché augmenter. En 1997, les principaux négociants affichent un volume de vente à peu près équivalent de celui de 1994. Les 10 principaux négociants enregistraient en 1994 des ventes quotidiennes qui couvraient 42% de la

consommation journalière. Après les fusions, ce même volume représente les ventes des 4 premiers négociants.

En dépit du développement des «méga-négociants», les compagnies de petites tailles ont un rôle à jouer. Il existe des niches de marché pour des petits négociants. Il s'agit pour eux d'agréger la demande des petits consommateurs ou de rassembler le gaz des petits producteurs. *Nimrod Natural Gas* a récemment noué une alliance avec Chevron pour commercialiser le gaz sur la région de Chicago. Malgré ces opportunités, les petits négociants vont probablement subir une pression croissante en raison du rétrécissement de leur marge provoqué par l'arrivée de grosses firmes sur leur marché. La figure ci-dessous illustre l'importance du rôle des « petits » négociants face au mega-marketers. En effet, on constate qu'entre 1992 et 1996, la part des volumes négociés par les 20 premiers négociants (top 20) par rapport à l'ensemble du gaz transitant par des négociants a diminué bien que les volumes vendus par le top 20 aient considérablement augmenté.

**Figure 4 Les volumes traités par les 20 premiers négociants des États-Unis**



Source : EIA, Natural Gas Issues and Trends 1998

### 2.2.3.b. La différenciation de l'offre

Une façon de réduire la pression concurrentielle est de différencier le service offert au consommateur. Il s'agit pour les négociants de coupler la fourniture de gaz avec un autre service comme la gestion d'énergie ou la gestion du prix. Ce dernier service n'est pas négligeable face à la volatilité des prix du gaz naturel. La firme la plus active dans ce domaine est Enron. La différenciation n'offre qu'un répit passager dans la mesure où la concurrence imite rapidement les nouveaux services qui entourent la fourniture de gaz.

### 2.2.3.c. La diversification vers l'électricité

La diversification vers d'autres énergies apparaît comme une stratégie plus durable pour les négociants. De nombreux négociants se présentent désormais comme des fournisseurs de BTU, autrement dit, ils proposent les différentes énergies (principalement du gaz naturel et de l'électricité) susceptibles de satisfaire les besoins de leurs clients. Le Tableau 5 ci-dessous illustre cette convergence des marchés du gaz naturel et de l'électricité. Ce tableau reprend les principaux marketers de gaz présentés sur le Tableau 3 ci-dessus. Il montre l'implication des négociants sur le négoce de l'électricité. La diversification vers l'électricité s'effectue généralement par des fusions acquisitions mettant en cause des négociants et des producteurs indépendants. Cependant, il n'est pas rare que les négociants installent leur propre capacité de production électrique.

**Tableau 5 Ventes de gaz et d'électricité par les principaux négociants américains**

Compagnies	Gaz négocié 1998 Bcf	Electricité négociée 1998 GWh
<b>Enron</b>	<b>3 876,10</b>	<b>402 372</b>
Utilicorp united Inc	3 504,00	121 190
<b>PG&amp;E Corporation</b>	<b>3 420,10</b>	<b>83 000</b>
Dynergy	2 993,00	121 000
<b>Duke Energy Corporation</b>	<b>2 525,00</b>	<b>64 650</b>
<b>Transcanada Pipelines</b>	<b>2 032,00</b>	<b>2 236</b>
<b>EI Paso Energy Corporation</b>	<b>1 565,30</b>	<b>44 677</b>
Coastal Corporation	1 262,00	15 500
<b>Westcoast Energy Inc</b>	<b>1 262,00</b>	<b>15 500</b>
<b>Williams Company</b>	<b>1 244,00</b>	<b>30 660</b>
KN Energy	1 220,80	-
Sonat Inc	1 225,00	10 533
<b>Reliant Energy Inc</b>	<b>1 168,00</b>	<b>65 000</b>
<b>MCN Energy Group Inc</b>	<b>457,40</b>	<b>3 805</b>
<b>CMS Energy Corporation</b>	<b>366,00</b>	<b>7 000</b>

Source : RUTLEDGE, WRIGHT [2000, p.9]

Les compagnies signalées en gras sont analysées plus précisément dans la section 3 du chapitre 2.

## 2.2.4. Les distributeurs

### 2.2.4.a. L'intégration horizontale

Les fusions des *utilities* sont sous la haute surveillance des PUC des États. Dans la plupart des États, les fusions doivent être approuvées par les commissions de réglementation. Les critères retenus par ces dernières sont l'effet de la fusion sur les coûts et les tarifs, la structure d'entreprise proposée, le niveau raisonnable des échanges financiers entre les acteurs de la fusion et la persistance d'un environnement concurrentiel.

De nombreuses *utilities* pensent que leurs connaissances combinées dans les systèmes électriques et gaziers les placent dans une position avantageuse pour concurrencer les négociants au niveau de la vente aux utilisateurs finals. Elles anticipent la poursuite du mouvement de séparation des activités au niveau de la distribution. Les meilleures opportunités de profit se situent selon elles dans la vente de gaz et d'électricité sur les marchés non réglementés plutôt que dans le transport dont les tarifs sont régulés. Le tableau ci-dessous donne trois exemples d'alliances concernant des CDL.

**Tableau 6 Exemples de fusions récentes de CDL**

Noms	Statut de la fusion	Structure de la nouvelle compagnie
<i>Puget Sound Power / Washington Energy</i>	Annoncée en mai 1995 Achevée en septembre 1997	Cette fusion créera la plus importante <i>utility</i> spécialisée dans le gaz et l'électricité. <i>Puget</i> est spécialisée dans l'électricité tandis que <i>Washington Energy</i> intervient dans le gaz et l'électricité.
<i>Northern States Power / Wisconsin Energy</i> nouvelle compagnie: <i>Primenergy</i>	Annoncée en mai 1995 Refusée par la FERC en mai 1997	Bien que la fusion ait été approuvée par la PUC du Michigan le 10 avril 1996 et celle du Dakota du nord le 26 juin 1996, la FERC n'a pas donné son accord estimant que la nouvelle compagnie bénéficierait d'un pouvoir de marché excessif sur son marché régional de l'électricité. La FERC n'exclut pas de revenir sur sa décision si la nouvelle compagnie se sépare d'une partie de ces installations de production électrique et si elle garantit une meilleure ouverture de son réseau électrique.
<i>Public Service Co. of Colorado (PSCO) / Southwestern Public Service (SPS)</i> nouvelle compagnie: <i>New Century Energies</i>	Annoncée en août 1995 Achevée en août 1997	PSCO et SPS et leurs filiales seront sous le contrôle du holding nouvellement créé. Leurs filiales interviennent dans la gestion des services, la production électrique indépendante, la vente de gaz naturel comprimé pour les transports et la conception de projets.

Sources : EIA, 1997, Natural Gas 1996 Issues and Trends  
EIA, 1999, Natural Gas 1998 Issues and Trends

### 2.2.4.b. La diversification

A côté de l'intégration horizontale, les CDL américaines appliquent une autre stratégie : celle de la diversification vers les services non réglementés. En effet, outre la fourniture de gaz et d'électricité, certaines compagnies proposent un ensemble de services variés qui vont de la carte de paiement à la télévision par satellite. Cette stratégie s'appuie sur la confiance des usagers dans la compagnie (la marque) qui leur a fourni du gaz depuis longtemps.

Cette stratégie a été notamment appliquée par Bay State Gas, une des plus importantes CDL de la Nouvelle Angleterre puisqu'elle distribue du gaz à plus de 300 000 clients répartis dans les Etats du Massachusetts, du Maine et du New Hampshire. Ce distributeur a lui-même initié un programme d'ouverture de son réseau pour offrir aux clients résidentiels le choix de leur fournisseur en gaz naturel. Bay State Gas estime qu'en 2003, 65% de la clientèle résidentielle aura quitté la « utility » (enquête CREDEN de 1998). Parmi ces clients, moins de la moitié seront probablement des clients de sa filiale non réglementée. Selon les responsables de cette compagnie, cette perte au niveau des usagers du gaz sera compensée par les nouveaux clients des services non réglementés que proposera la compagnie. Cette stratégie a commencé à porter ses fruits puisqu'en 1998, Bay State Gas n'avait perdu que 8000 clients (sur 300 000) sur le marché réglementé. En revanche, la compagnie a gagné 90 000 clients sur les marchés non réglementés. En dépit des vertus de ce type de stratégie, l'intégration horizontale reste le principal moyen considéré par les CDL pour accroître leur rentabilité. A ce titre, Bay State Gas a été rachetée en 1999 par un autre distributeur, Nisource Inc.

Les transporteurs restent dans l'activité de négoce grâce à leurs filiales créées après l'entrée en vigueur de l'ordre 636. Les distributeurs sont également tentés d'effectuer une remontée vers l'amont pour investir ce segment de l'industrie gazière. La pression concurrentielle qui y règne conduit les acteurs à rechercher une accroître leur pouvoir de marché par des fusions-acquisitions. Après avoir présenté les instruments que propose l'Economie Industrielle pour apprécier les conséquences de ces restructurations, nous analysons les performances de cinq compagnies issues du transport (que par abus de langage nous appellerons « transporteurs » même si l'essentiel de leur chiffre d'affaires ne provient plus du transport) et de quatre firmes provenant de la distribution (que nous appellerons « distributeurs » même si la part des activités non réglementées dépasse la part réglementée).

## Chapitre 2 Analyse de l'impact des fusions acquisitions

### **1.1. La mesure du pouvoir de monopole**

Pour tester si une firme jouit d'un pouvoir de monopole grâce à une stratégie d'intégration horizontale, il serait pertinent d'évaluer l'écart du prix des biens qu'elle propose par rapport au coût marginal de fourniture. Plus le prix sera proche du coût marginal, plus la probabilité que la firme soit en situation de concurrence sera forte. Malheureusement, comme le soulignent SCHERER et ROSS [1996, p.415], la construction de l'indice de LERNER est rarement possible car le coût marginal est difficilement calculable à partir des données comptables.

Face à cette difficulté, SCHERER et ROSS récapitulent les différentes mesures de la rentabilité de la firme grâce auxquelles il est possible de confronter les préceptes de l'économie industrielle aux résultats des entreprises.

#### ***1.1.1. Le taux de marge***

Ce ratio représente l'écart de recette par rapport au coût. Il se calcule ainsi :

$$\text{Résultat d'exploitation} / \text{recettes d'exploitation (chiffre d'affaires)}$$

Une firme placée dans un environnement concurrentiel peut bénéficier d'un écart positif à la faveur d'un déséquilibre conjoncturel mais, sur le long terme, la concurrence (et notamment les entrées sur le marché) garantit le retour à un taux de rendement normal. Au contraire, une firme bénéficiant d'un pouvoir de monopole est en mesure de maintenir une rentabilité économique positive notamment grâce aux barrières à l'entrée.

SCHERER et ROSS précisent néanmoins qu'il est préférable de ne pas prendre les coûts comptables pour apprécier la rentabilité économique mais plutôt de calculer le ratio l'écart entre les recettes et les coûts de la façon suivante :

$$\text{Recettes d'exploitation} - \text{coûts hors amortissements et dépréciation du capital} - \text{amortissement} - \\ (\text{capital total} \times \text{coût concurrentiel du coût du capital})$$

Etant donnée la difficulté qu'il y a à relever un coût unitaire du capital concurrentiel, peu d'économistes se sont lancés dans l'appréciation de la rentabilité économique telle qu'elle est

définie ci-dessus. Outre la rentabilité économique calculée à partir des éléments comptables qui peut permettre une approximation du taux de marge, il existe trois indicateurs qui peuvent constituer, selon SCHERER et ROSS [1996, p.416], de bons substituts.

### ***1.1.2. Le taux de rendement des actions ou du capital***

Le rendement sur action se calcule ainsi :

Profit distribué aux actionnaires / valeur comptable des actions (capitaux propres)

Le rendement du capital lui s'obtient à partir de la formule suivante :

(Profit comptable + intérêts) / Actif total

### ***1.1.3. Le ratio q de Tobin***

L'objectif de ce ratio est de mettre en lumière l'écart entre la valeur de marché de la firme et la valeur de remplacement de son actif.

$$q = \frac{M_C + M_P + M_D}{A_R}$$

$M_C$  : valeur des actions ordinaires

$M_P$  : valeur des actions privilégiées

$M_D$  : valeur des créances en cours

$A_R$  : valeur de remplacement de l'actif

Pour une firme évoluant dans un contexte de concurrence pure et parfaite, le ratio q devrait être égal à 1, autrement dit, la valeur de marché de la firme (le numérateur) devrait être égal à la valeur des ressources en capital possédé par la firme. Un ratio q supérieur signifie que la firme est susceptible, à long terme, de dégager des sur-profits. Le ratio q est fortement corrélé aux différents taux de rendement, ce qui en fait un indicateur comparable à ceux de la catégorie précédente.

## **1.2. L'évaluation des performances des entreprises**

Comme nous l'avons évoqué plus haut, les fusions peuvent accroître l'efficacité des firmes par la réalisation de synergies mais elles peuvent également augmenter la lourdeur inhérente à la bureaucratie dans grandes structures. Il convient donc d'apprécier d'un point de vue empirique les résultats des opérations de fusions-acquisitions. Deux approches sont alors possibles : soit l'analyse



se porte sur la valeur de boursière de la firme sur la base d'un modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF<sup>14</sup>), soit elle concerne les indicateurs de performances générées par l'entreprise comme la rentabilité économique ou la part de marché.

### *1.2.1. L'évaluation des actifs financiers*

L'annonce d'une fusion va modifier l'opinion des investisseurs sur la valeur de marché des firmes concernées. Pour déterminer cette influence, les cours des actions des firmes impliquées vont être évalués à partir du MEDAF. Ce modèle établit une relation entre le risque attaché à une valeur boursière et le rendement attendu de cette dernière. La logique sous-jacente au MEDAF est la suivante : un investisseur caractérisé par une aversion au risque va chercher à maximiser son portefeuille composé d'un actif risqué et d'un actif sans risque. La prime de risque sur l'actif risqué est alors donnée par la formule suivante :

$$E(P_i) = \beta_i [E(R_m) - R_F] \text{ avec } \beta_i = r_{im} [\sigma_i / \sigma_m]$$

où  $E(P_i)$  représente la prime de risque attaché à l'action de la firme  $i$ ,  $E(R_m)$  le rendement d'un actif représentant le marché boursier dans son intégralité et  $R_F$  le rendement de l'actif sans risque (par exemple des obligations d'Etat),  $r_{im}$  le coefficient de corrélation liant l'évolution du cours de l'action  $i$  et celle du marché ;  $\sigma_i$  est l'écart-type du cours de l'action  $i$  et  $\sigma_m$  celui du marché. Le terme  $[E(R_m) - R_F]$  est généralement appelé la prime de risque du marché et le coefficient  $\beta_i$  (appelé « bêta » de l'action  $i$ ) représente le risque spécifique (non diversifiable). Autrement dit, il représente la sensibilité du taux de rentabilité d'une action par rapport aux fluctuations du taux de rentabilité de l'ensemble du marché. A partir du MEDAF, il est donc possible de distinguer dans l'évolution du cours d'une action, les mouvements liés à la tendance générale du marché de ceux spécifiques à l'entreprise.

Dès lors, il est possible d'obtenir à partir du MEDAF, un mouvement de cours normalisé, c'est-à-dire débarrassé de l'influence du marché, pour les firmes concernées par la fusion. Selon SCHERER et ROSS [1996, p.168], pour la firme cible, le cours normalisé a tendance à décroître deux ans avant l'annonce de l'opération. Ce déclin est généralement symptomatique des difficultés de l'entreprise. Quelques semaines avant l'annonce de l'opération de fusion, le cours de la firme cible a tendance à remonter en raison des fuites et des délits d'initiés.

---

<sup>14</sup> Capital Pricing Asset Model (CPAM).

Une fois l'annonce faite, le cours de la firme cible s'élève brusquement à cause du cours d'achat de l'offre de fusion qui est généralement supérieur à celui du marché soit pour inciter les actionnaires à vendre leurs parts (dans le cas d'une fusion avec offre d'achat) soit pour les inciter à approuver la fusion (dans le cas d'une fusion négociée). Pour la firme qui achète, le schéma d'évolution est moins systématique. Si la fusion s'opère par échange d'actions, le cours de la firme acheteuse aura tendance à s'accroître durant l'année qui précède l'annonce de la fusion. Le résultat le plus marquant selon SCHERER et ROSS [1996, p.169] est que, dans la dizaine de jours qui entourent l'annonce de la fusion, le cours de la firme acheteuse suit exactement le cours du marché. Finalement, les actionnaires de la firme cible bénéficient d'une hausse de cours tandis que ceux de la firme acheteuse ne subissent aucun effet au moment de l'opération. La valeur de marché de la combinaison des deux firmes connaît donc un accroissement. Ces déductions ne sont valables que sous l'hypothèse d'efficience du marché boursier. L'efficience du marché signifie que les cours des actions synthétisent l'ensemble de l'information disponible les firmes cotées et que les prix actuels sont les meilleurs indicateurs des prix futurs.

Certains auteurs montrent même que les cours boursiers suivent une marche aléatoire. SCHERER et ROSS [1996, p.169] expliquent alors que renoncer à l'efficience des marchés revient à expliquer le rachat d'une firme par une autre comme l'exercice d'une opportunité créée par un avantage informationnel détenue par la firme acheteuse. D'autre part, des études qui analysent l'évolution des cours des firmes concernées par une fusion au delà d'un an montrent que les cours ont tendance à baisser. Dès lors, même si les actionnaires des firmes achetées ont bénéficié d'une hausse de cours autour de la date d'annonce de la fusion, les actionnaires de la firme acheteuse sont généralement pénalisés à long terme. Compte tenu des limites à l'analyse du cours des actions que nous venons de relever, il est difficile de se fonder sur cette seule analyse pour évaluer les conséquences des fusions.

### ***1.2.2. L'analyse des performances de la firme***

#### ***1.2.2.a. La rentabilité avant la fusion***

Il convient ici de s'intéresser à la rentabilité de la firme cible afin de vérifier si la chute du cours qui normalement précède le rachat provient effectivement de mauvais résultat de la firme. Il est important de distinguer les rapprochements amicaux des fusions inamicales. Les secondes sont plus rares que les premières. Dans le cas de fusions amicales, une étude de RAVENSCRAFT et SCHERER [1987] montrent que le profit d'exploitation des firmes cibles de leur échantillon était en

moyenne deux fois supérieur à celui des firmes comparables n'ayant pas fait l'objet d'une fusion. Cette étude contredit l'analyse traditionnelle qui conçoit les fusions comme des opérations rendues nécessaires par les difficultés de la firme cible. En ce qui concerne les fusions involontaires, l'étude de RAVENSCRAFT et SCHERER [1987] conclut à une moindre efficacité des firmes cibles par rapport aux autres firmes de l'échantillon.

Ces résultats sont compatibles avec la décroissance des cours de la firme cible dans les semaines qui précèdent l'annonce de la fusion. Dans le cas des rachats volontaires, il apparaît que la rentabilité s'accroît durant l'année qui précède la fusion et qu'un pic est atteint durant cette année. Le prix de rachat sera le plus élevé lorsque la rentabilité sera à son sommet, il est donc logique que les dirigeants de la firme cible fassent en sorte d'atteindre un sommet de rentabilité dans l'année qui précède le rachat. Une fois ce sommet atteint, le prix d'achat fixé, la rentabilité, et donc le cours de l'action, vont nécessairement rejoindre la tendance « normale ». Dans le cas d'une fusion inamicale, SCHERER et ROSS [1996, p.170] montrent que le même argument s'applique également. Effet, la fusion vient dans ce cas sanctionner l'absence de tout changement positif dans l'évolution de la rentabilité dans les deux années précédentes. Ainsi dans le cas d'une opération inamicale comme dans celui d'un rapprochement volontaire, l'analyse des performances de la firme cible confirme les conclusions issues de l'étude des cours boursiers.

### *1.2.2.b. La rentabilité après fusion*

SCHERER et ROSS [1996, p.172] soulèvent deux problèmes méthodologiques concernant l'analyse de l'impact des fusions. Premièrement, dans de nombreux cas, la taille de la firme achetée est nettement inférieure à celle de la firme acheteuse<sup>15</sup>, ce qui rend difficile la distinction de la contribution de la firme achetée au profit du groupe. Deuxièmement, les actifs de la firme achetée sont souvent réévalués à la hausse pour tenir compte de la prime payée par rapport à la valeur comptable des actifs. L'analyse de la valeur des actifs doit donc distinguer les variations attribuables aux manipulations comptables de celles résultant d'une évolution de la rentabilité.

L'étude<sup>16</sup> de RAVENSCRAFT et SCHERER [1987] qui recense près de 6000 fusions intervenues entre 1950 et 1976 montre un tableau pessimiste des fusions. Les succès sont rares et la plupart des opérations sont caractérisées par des reventes et des baisses sensibles de la rentabilité. Aux vues de cette étude mais aussi d'autres analyses menées aux États-Unis et en Europe<sup>17</sup>, il apparaît difficile

---

<sup>15</sup> A titre d'exemple, ces deux auteurs précisent que, sur les fusions survenues dans les années 60, la taille des firmes achetées étaient en moyenne d'un douzième celle des firmes acheteuse.

<sup>16</sup> Une des seules à procéder à l'analyse des performances des firmes après la fusion (SCHERER et ROSS [1976, p.172]).

<sup>17</sup> Pour le détail de ces études, cf. SCHERER et ROSS [1976, p.173]

d'argumenter que les fusions accroissent la rentabilité et l'efficacité des firmes concernées. Au contraire, il semblerait que l'efficacité soit diminuée, surtout lorsque la firme achetée est de taille modeste par rapport à la firme acheteuse.

Compte tenu des données dont nous disposions, nous avons étudié les performances de neuf grandes compagnies gazières américaines. Compte tenu des préceptes qui précèdent, nous avons focalisé notre attention sur le taux de marge de ces firmes et sur l'évolution du cours de l'action par rapport à celle du marché boursier en général.

## Section 2 Les choix méthodologiques

### 2.1. Les indicateurs

#### 2.1.1. *Les taux de marge*

Le taux de marge est un indicateur de l'efficacité de la firme dans la conduite de sa politique commerciale. Le taux de marge se calcule en effectuant le rapport du résultat d'exploitation au chiffre d'affaires. Le résultat d'exploitation (produit d'exploitation – charges d'exploitation) donne le surplus dégagé par la firme par son activité commerciale. Il mesure la performance industrielle et commerciale de la firme puisqu'il s'agit d'un résultat opérationnel dégagé avant la prise en compte des éléments exceptionnels, des éléments financiers et de l'impôt sur les bénéfices.

En rapportant le résultat d'exploitation au chiffre d'affaires, le ratio obtenu est indicateur clé des effets opérationnels des effets des fusions-acquisitions (MERITET [2000, p.266]). Il est intéressant de comparer le taux de marge ainsi défini au taux de marge nette qui se calcule en rapportant le résultat net (qui inclut les charges et produits exceptionnels) au chiffre d'affaires. Cette comparaison permet d'apprécier le poids des charges financières et exceptionnelles dans les performances de la firme.

Pour chacune des firmes étudiées en détail, nous avons calculé les deux taux de marge que nous avons complétés par un taux de marge calculé sur la base de l'activité menée dans l'aval gazier à partir des données proposées par RUTLEDGE, WRIGHT ([1998, 1999, 2000]). Ceci permet d'apprécier l'apport des activités de la firme dans l'aval gazier par rapport aux autres secteurs dans lesquels elle intervient.

#### 2.1.2. *Le cours de l'action et le taux de rendement normalisé*

L'analyse de l'évolution du cours de l'action d'une firme en parallèle avec celle de sa rentabilité permet d'évaluer la perception des performances de la firme par les investisseurs. Compte tenu des données disponibles, l'analyse du cours s'effectue sur une base trimestrielle. Pour chaque trimestre, nous avons relevé le cours maximum, le cours minimum et le cours de clôture à la fin du trimestre.

Comme nous le rappelions au paragraphe 0, il est important de pouvoir isoler la performance de l'actif par rapport à la performance générale du marché. Afin de pouvoir retirer l'impact du marché, nous avons construit un modèle de régression linéaire entre le rendement du titre de la firme étudiée et celui d'un indice synthétique le Standard and Poors 500 (qui rassemble les 500 principales valeurs du New York Stock Exchange où sont cotées l'ensemble des valeurs étudiées). En effet, l'application du MEDAF, conduit au modèle de régression suivant (COBBAUT [1997, p.228]) :

$$\tilde{R}_i = \alpha_i + \beta_i \tilde{R}_M$$

où  $\tilde{R}_i$  représente le rendement de l'action  $i$ ,  $\tilde{R}_M$  le rendement de marché (représenté par l'indice SP500). Les cours de clôture trimestriels de l'action et les valeurs de l'indice SP500 correspondantes permettent d'estimer les paramètres  $\alpha$  et  $\beta$ . Ainsi, il est possible de comparer le rendement réel de l'action et son rendement à partir du MEDAF. Etant donné que ce dernier représente la réaction du titre à une variation du marché, il est possible de calculer un rendement « normalisé », débarrassé de l'influence du marché (SCHERER et ROSS [1996, p.167]). Ce rendement est celui qui n'est pas provoqué par des variations du marché mais par des variations exogènes comme les opérations de fusions et acquisitions. Il se calcule comme la différence du rendement observé et celle du rendement estimé. Pour chacune des firmes étudiées, nous calculons<sup>18</sup> ce rendement normalisé afin d'apprécier l'impact des opérations de fusions ex-ante et ex-post.

### **2.1.3. Le PER**

Le Price Earning Ratio (ou multiple de capitalisation) rapporte le bénéfice par action au cours de l'action. Les analystes financiers l'utilisent principalement pour apprécier la cherté relative d'un titre par rapport à un autre. Nous avons retenu cet indicateur afin de comparer la façon dont les titres des compagnies étudiées étaient perçues par les investisseurs.

Une comparaison des PER des firmes d'un même secteur permet de classer ces dernières selon leur valorisation par le marché. Ce critère est à interpréter avec précaution dans la mesure où un PER élevé peut avoir deux significations. Premièrement il peut signifier que la firme est surévaluée par le marché, que son cours est trop élevé par rapport à ses bénéfices et qu'en conséquence il vaut mieux s'en détourner. Deuxièmement, le PER élevé peut s'analyser comme une manifestation du potentiel de croissance de la firme tel qu'il est perçu par les investisseurs dans la mesure où le cours valorise les bénéfices anticipés plutôt que les bénéfices réalisés.

---

<sup>18</sup> L'ensemble des données et des calculs sont repris en annexe.

## 2.2. Les firmes retenues

**Tableau 7 Les firmes de l'échantillon étudié**

<b>Nom</b>	<b>Profil</b>	<b>Adresse internet</b>	<b>Localisation</b>
CMS	Firme diversifiée impliquée dans la distribution aux États-Unis avec des intérêts internationaux notamment dans l'électricité	cmsenergy.com	Michigan
MCN	Distributeur gazier qui s'est intégré vers le transport (Michigan Consolidated Network)	mcmenergy.com	Michigan
El Paso	Transporteur qui s'est intégré verticalement notamment vers la production d'électricité	epenergy.com	Texas (Houston)
Enron	Fruit de la fusion des deux transporteurs américain, multinationale extrêmement diversifiée	enron.com	Texas (Houston)
PG&E	Utility qui fournit de l'électricité dans le nord et le centre de la Californie (Pacific Gas & Electricity)	pgecorp.com	Californie (San Francisco)
Reliant	Utilily électrique qui intervient dans le gaz depuis son rachat de NorAm Energy en 1997	reliant.com	Texas (Houston)
Transcanada	Principal transporteur canadien	transcanada.com	Alberta (Calgary) Texas (Houston)
Westcoast	Transporteur canadien, propriétaire de compagnies de distribution canadiennes	westcoast.com	Colombie Britannique (Vancouver)
Williams	Holding de gazoducs américains	Williams.com	Oklahoma (Tulsa)

## 2.3. Les sources de données

Les données utilisées pour cette étude viennent principalement de trois sources :

- les sites des compagnies étudiées (cf. Tableau 7 ci-dessus) ;
- les rapports SERIS « Natural Gas Companies Worldwide » (vol. 4 et 5) de I. RUTLEDGE et P. WRIGHT ;
- les données financières extraites du site *corporateinformation.com*.

## Section 3 L'analyse des performances de 5 transporteurs et 4 distributeurs gaziers américains

### 3.1. Les performances

#### 3.1.1. Les transporteurs

##### 3.1.1.a. El Paso

El Paso est une holding dont les filiales interviennent dans les activités suivantes : transport par gazoduc (intra-états et inter-états), collecte, négoce (marketing) de gaz et d'électricité et le développement d'infrastructures énergétiques partout dans le monde. Les gazoducs de la compagnie acheminent du gaz jusqu'au quatre plus importantes zones de consommation : la côte du Golfe (Gulf Coast), le Nord-Est et le Midwest. Ce transporteur s'est intégré verticalement notamment vers la production d'électricité par d'importantes et nombreuses opérations d'acquisitions dont les plus récentes sont relevées dans le tableau suivant.

**Tableau 8**

Année	Opérations : fusions et prises de participations
1996	<b>Tenneco Energy Inc</b>
1997	<b>Capsa (45%)</b>
1998	<i>Brush (Colorado) Power plant</i> <b>Dampier- Bunbury Natural Gas Pipeline (33.3%)</b> <i>Enfield Energy Centre Ltd (25%)</i> <i>Fife Power (50%)</i> <i>KLT Power inc</i> <b>Portland Natural Gas Transmission (+1,2%)</b> <b>Alintagas Pipeline (30%)</b> <b>Leviathan Gas Pipeline Partners (27.3%)</b>
1999	East Asia Power Resources East Coast Power (49%) <b>Sonat Inc</b> <i>Bonneville Pacific Corp</i> <i>CE Generation LLC (50%)</i> <i>Newark Say Cogeneration plant</i> EnCap Investments
2000	<b>Coastal Corporation</b> 2 filiales de PG&E (PG&E Gas Transmission et PG&E Gas Transmission TECO Inc.)

Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

Le Tableau 8 ci-dessus révèle qu'El Paso a privilégié l'intégration horizontale et l'intégration verticale vers la production électrique.



En 1999, la structure du groupe peut se représenter ainsi :

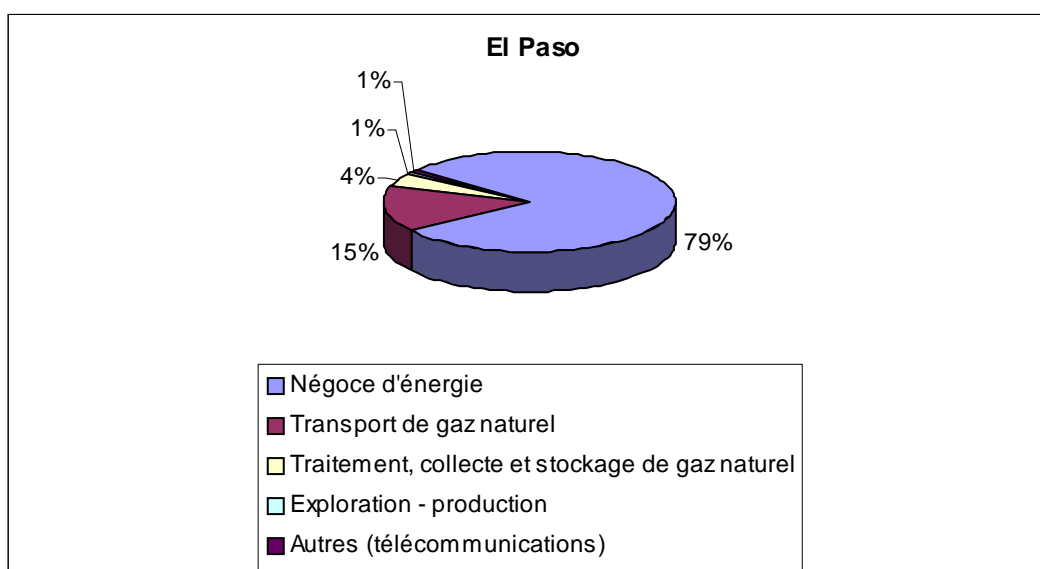
**Tableau 9**

Production	Collecte, traitement et stockage	Transport	Négoce d'énergie	Télécommunications
El Paso Production Company	El Paso Field Services	- Colorado Interstate Gas - El Paso Natural Gas - Tennessee Gas Pipeline - Southern Natural Gas - GTT - ANR	El Paso Merchant Energy : - ME North America - EnCap - EP Energy International - EP Europe - ME Petroleum Markets	El Paso Global Networks

Grâce à ses différentes acquisitions dans le domaine du transport, El Paso est le premier réseau de gazoduc américain. Sa fusion avec Coastal en 2000 a pour objectif de lui faire atteindre la première place au niveau du négoce énergétique sur le territoire nord-américain. L'objectif est désormais de développer les activités déréglementées moins capitalistiques que le transport, principalement le négoce.

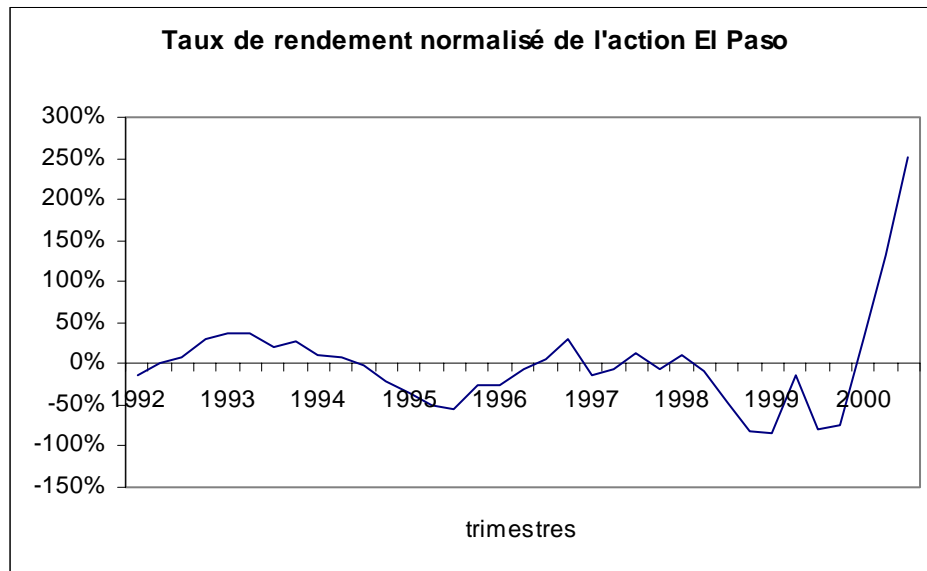
Le poids des différentes activités (exploration-production de gaz naturel, Traitement, collecte et stockage, transport, télécommunication et négoce d'énergie) d'El Paso peut s'apprécier à partir du graphique ci-dessous qui représente la part du chiffre d'affaires consolidé attribuable à chacune de ces activités.

**Figure 5 Répartition du chiffre d'affaires en 1999**



Conformément à la méthode évoquée au paragraphe 0 ci-dessus, nous avons construit un cours normalisé<sup>19</sup> c'est à dire débarrassé des évolutions du marché (grâce au calcul du bêta de l'action). L'évolution de ce cours normalisé nous permet d'envisager les conséquences des fusions réalisées par El Paso depuis 1997.

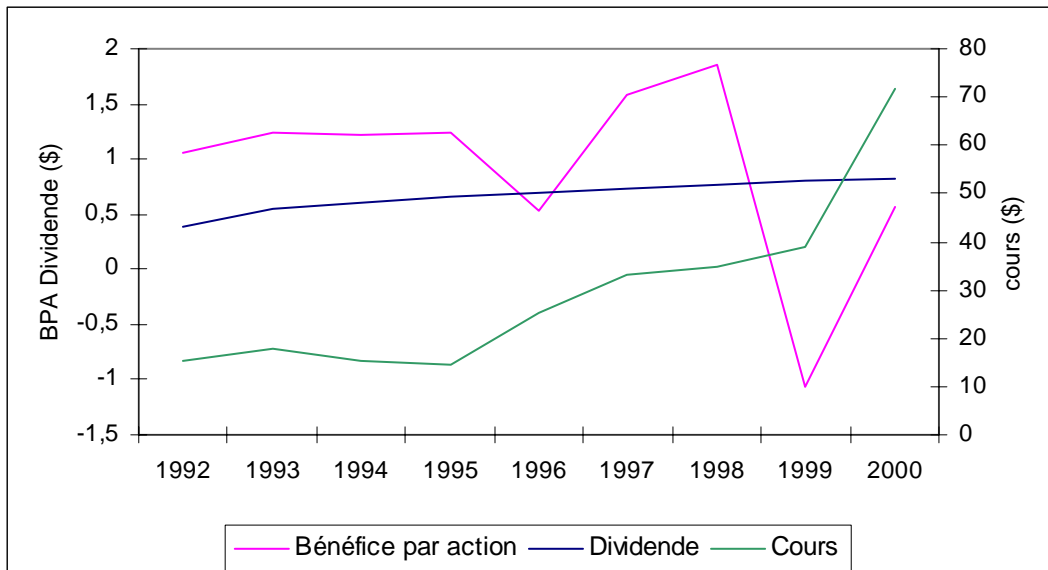
**Figure 6**



La Figure 6 ci-dessus nous informe que les performances de l'entreprise, ou du moins la perception qu'en ont les investisseurs, n'ont pas été affectées par le nombre important d'opérations de fusions-acquisitions menées par El Paso. Au contraire, le cours a connu des performances nettement supérieures à celles du marché à partir de 2000.

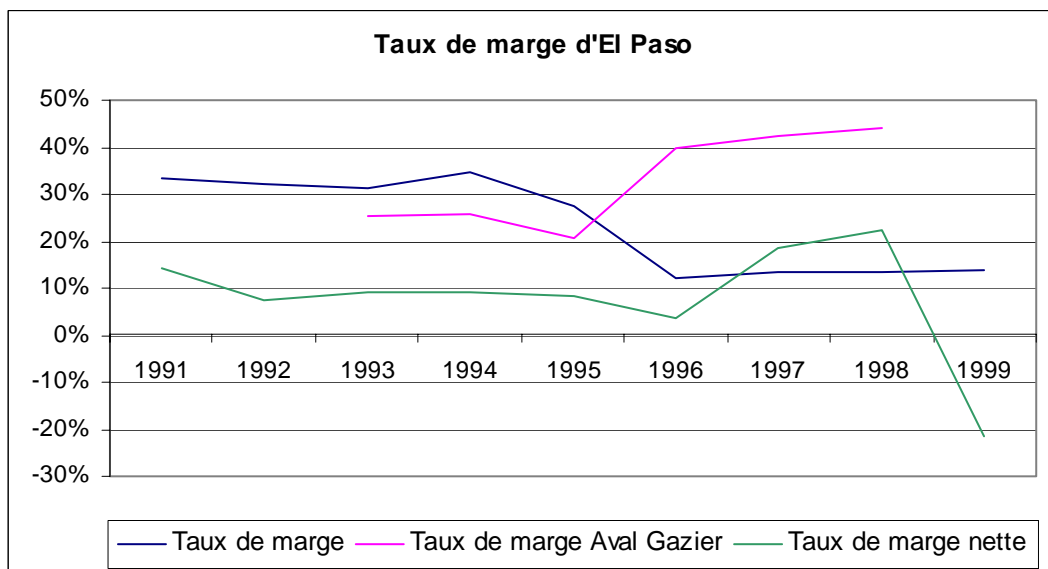
<sup>19</sup> La méthode et les calculs sont proposés en annexe.

**Figure 7**



La Figure 7 ci-dessus montre qu'en dépit d'un bénéfice par action négatif en 1999, les investisseurs ont conservé leur confiance en El Paso puisque le cours n'a pas cessé de croître depuis 1996.

**Figure 8**



Il apparaît que le taux de marge se stabilise en 1996 après avoir baissé durant deux années consécutives. Toutes les opérations menées par El Paso de 1997 à 1998 n'ont donc pas altéré son efficacité industrielle et commerciale. Cependant, le taux de marge nette enregistre une baisse

importante entre 1998 et 1999 qui s'explique par le poids financier de ces opérations. En ce qui concerne le taux de marge relatif aux activités gazières, il est nettement supérieur au taux de marge global et sa croissance ne semble pas remise en cause par les acquisitions successives menées par El Paso.

Si comme nous le montrions au paragraphe 0 ci-dessus, nous utilisons le taux de marge comme un indicateur du pouvoir de marché de la firme, il semblerait que la croissance horizontale intensive d'El Paso au niveau du transport gazier lui ait été bénéfique car le taux de marge spécifique à l'aval gazier est en nette croissance. En revanche, le taux de marge globale d'El Paso est en déclin, ce qui peut s'interpréter comme l'expression d'une concurrence accrue sur les segments non réglementés où intervient le groupe.

### 3.1.1.b. Williams

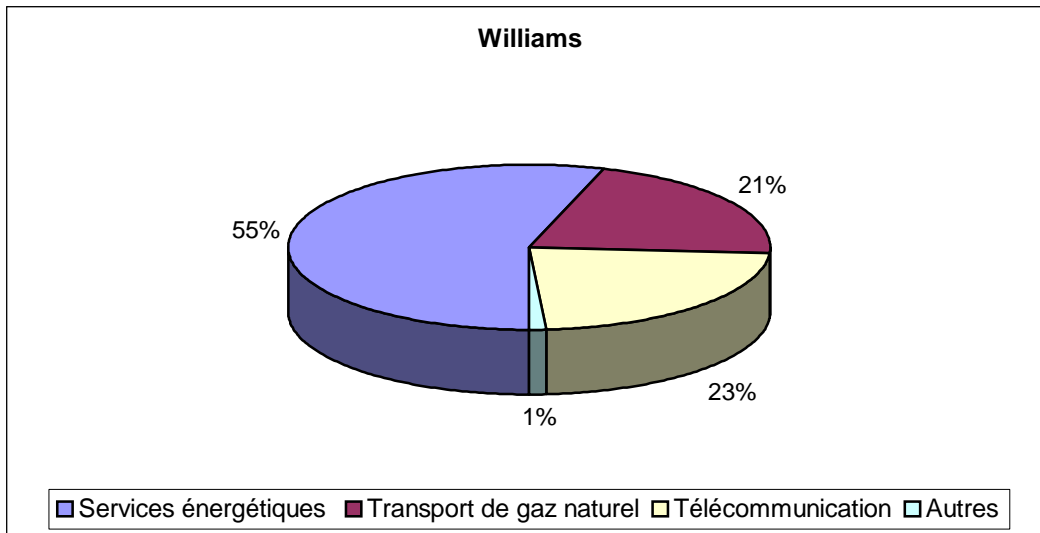
Williams est une compagnie dont les actifs gaziers se situent au niveau de la production, du transport et du stockage de gaz naturel aux États-Unis. Elle est organisée en trois groupes d'activités : le transport, les services énergétiques et les télécommunications.

Les compagnies du groupe se présentent ainsi

<b>Transport</b>	<b>services énergétiques</b>	<b>Télécommunications</b>
Williams Gas Pipelines Central Kern River Gas Transmission Northwest Pipeline Texas Gas Transmission Transcontinental Gas Pipe Line	Energy Marketing and Trading Exploration and Production Midstream Gas and Liquids Petroleum Services.	Communications Solutions Network Applications Network Services.

Le poids respectif de chacun de ces trois segments peut s'apprécier par rapport à leur contribution au chiffre d'affaires de 1999.

**Figure 9 Répartition du chiffre d'affaires en 1999**



Les récentes opérations de fusions et acquisitions du groupe sont retracées dans le tableau suivant :

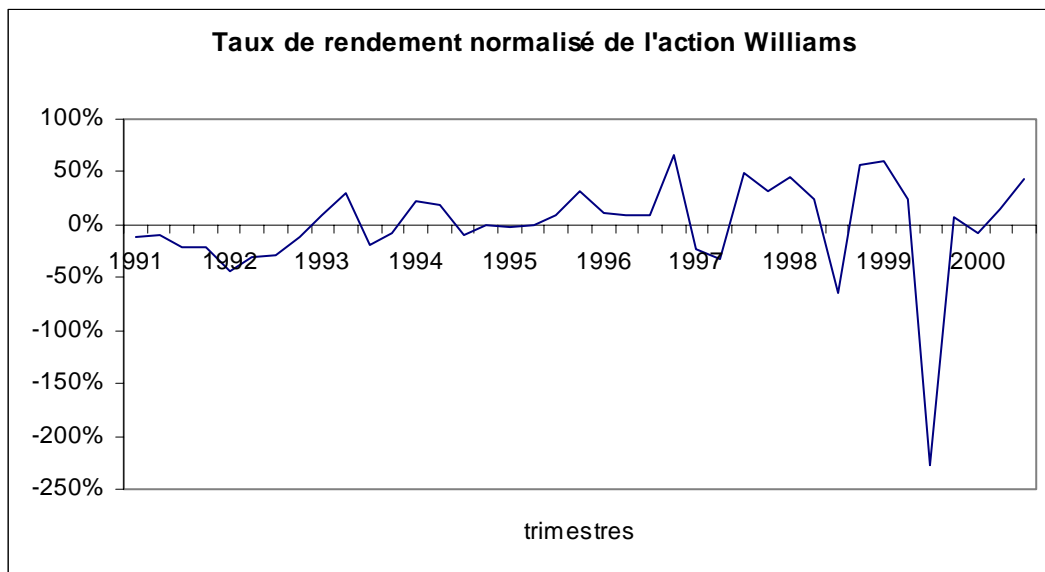
**Tableau 10**

<i>Année</i>	<i>Opérations : fusions et prises de participations</i>
1996	<b>Kern River Gas Transmission System (+49,9%)</b>
1997	<i>Hazelton Cogeneration Plant</i>
1999	Union Texas Petrochemical (stockage) <b>West Texas LPG Pipeline (20%)</b>

Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

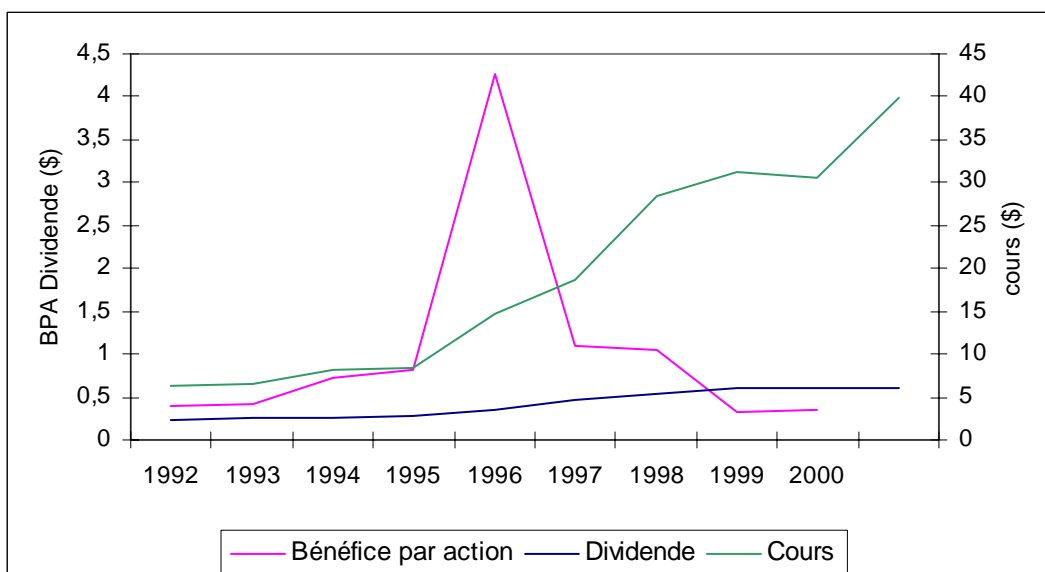
Les quelques prises de participations dans lesquelles s'est lancée Williams ne concernent que l'aval gazier et particulièrement le transport. Leur nombre est limité comparativement à celui constaté pour El Paso.

**Figure 10**



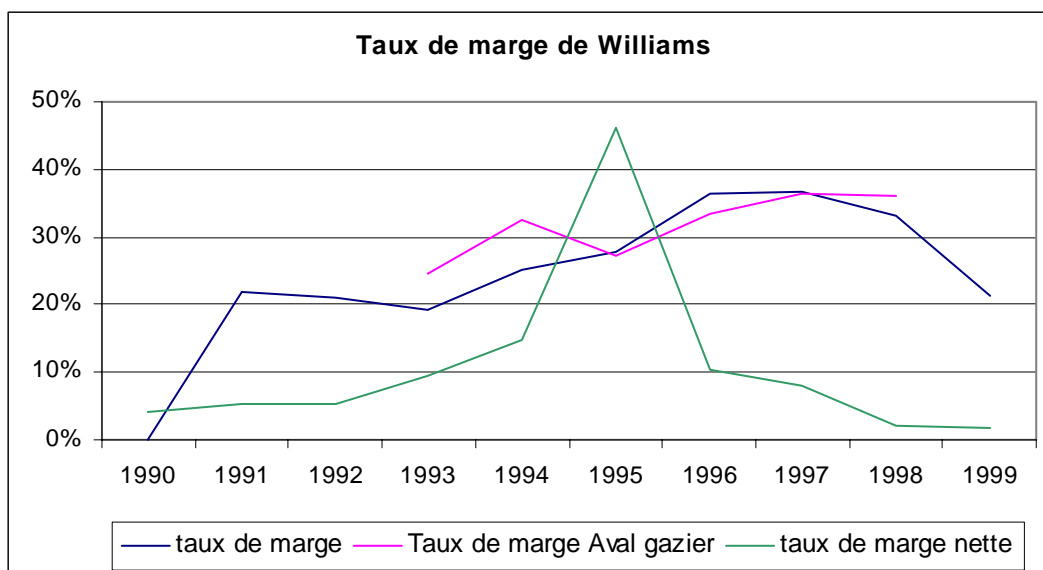
Les performances des titres Williams ont connu un bref recul entre 1999 et 2000 mais la correction survenue immédiatement après ne permet pas de conclure sur l'impact des opérations mises en œuvre par cette firme.

**Figure 11**



A l'exception d'une brusque montée en 1996, le bénéfice par action (Figure 11) semble relativement constant, tout comme le dividende distribué par Williams. Les quelques opérations de fusions-acquisitions effectuées par le groupe n'ont pas altéré la confiance des investisseurs si l'on en juge par l'évolution du cours de l'action (Figure 10).

**Figure 12**



Le taux de marge du groupe Williams demeure relativement élevé (Figure 12) après une hausse continue de 1993 à 1997 et en dépit d'une légère baisse de 1997 à 1999. Le taux de marge explique l'accroissement soudain du bénéfice par action constaté plus haut. Il semble en effet que cette hausse soit due à des causes exceptionnelles ou financières puisque ce pic n'apparaît que sur le taux de marge nette.

Le pouvoir de marché révélé par le taux de marge de Williams est resté croissant de 1993 à 1997. L'expansion par le rachat de compagnies de transport n'a pas permis d'empêcher une légère décroissance après 1997.

### *3.1.1.c. Transcanada*

Transcanada Pipelines Limited transmet, commercialise et produit de l'énergie destinée aux consommateurs canadiens, américains, et étend sa clientèle au monde entier. En particulier, elle transporte le gaz naturel et le pétrole brut du bassin sédimentaire de l'ouest canadien à travers son système de pipelines jusqu'aux principaux marchés énergétiques du continent. Au niveau international, Transcanada recherche, évalue et investit dans les marchés de l'énergie.

Les derniers rapprochements opérés par cette compagnie d'origine canadienne sont reprises dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 11**

Année	Opérations : fusions et prises de participations
1996	Cibola Energy Services Corp. <b>Portland Natural Gas Transmission System</b> (20%) <b>Alberta Natural Gas Co Ltd.</b>
1997	<i>Ocean State Power</i> (+30%)
1998	<b>Nova</b> (gazoduc canadien) <b>Iroquois Gas Transmission System</b> (+6%) <i>Potter Station Power</i> (50%) Occidental Netherlands Inc : Norrdgas Transport BV (38,6%)

Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

Le Tableau 11 ci-dessus nous indique que Transcanada a privilégié l'intégration horizontale pour organiser sa croissance. L'opération la plus importante est le rachat de Nova le deuxième plus important gazoduc canadien.

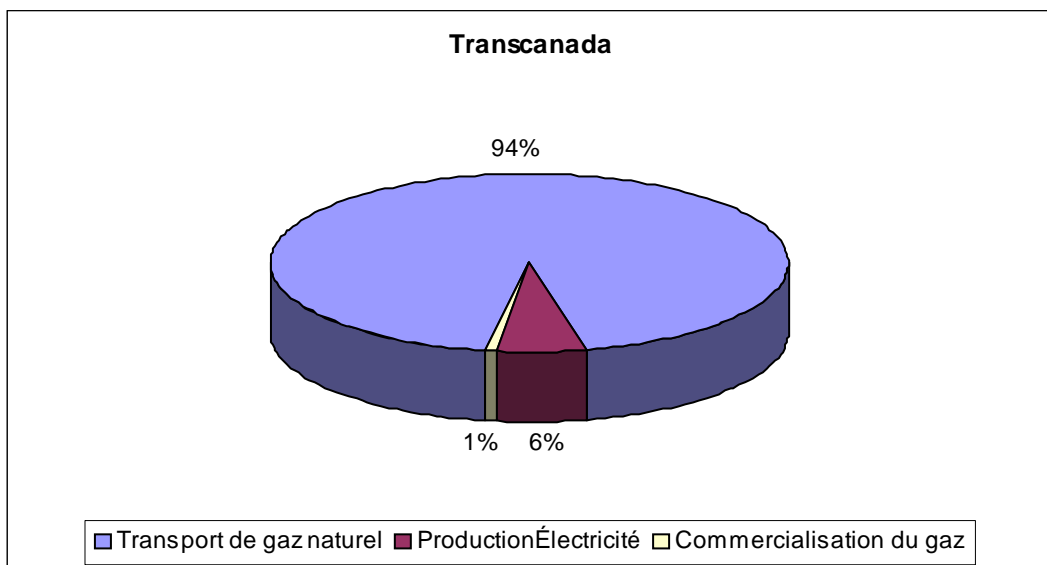
La structure actuelle de Transcanada est représenté dans le Tableau 12 ci-dessous.

**Tableau 12**

Transport	Production électrique	Négoce de gaz naturel
Transcanada Pipeline (38000 km)	Transcanada Power (2 centrales)	Transcanada Marketing

La contribution des trois pôles d'activité du transporteur canadien à son résultat net de 1999 est représentée dans la ci-dessous.

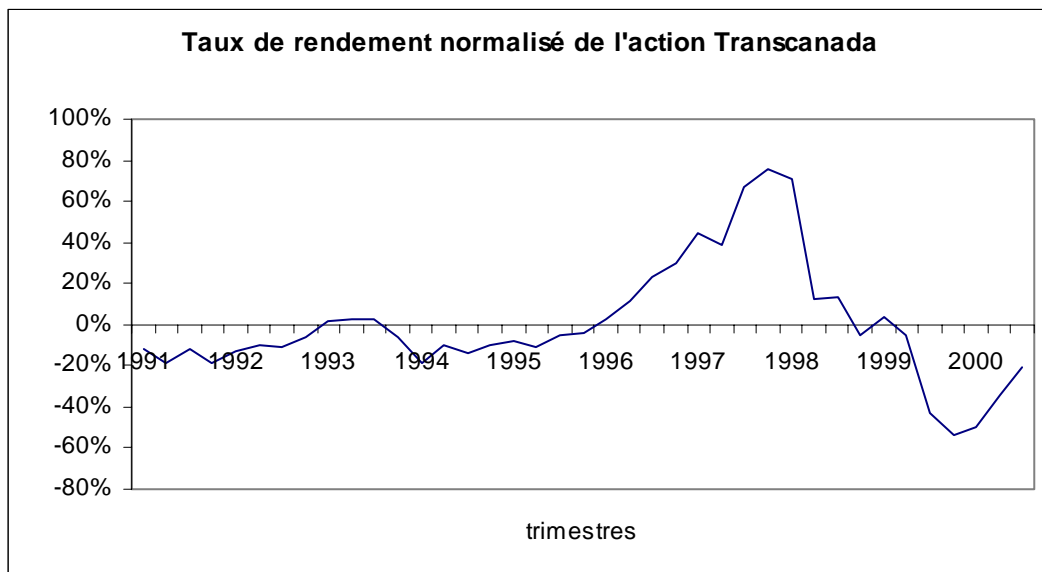
**Figure 13 Répartition résultat net en 1999**



source : Rapport annuel 1999

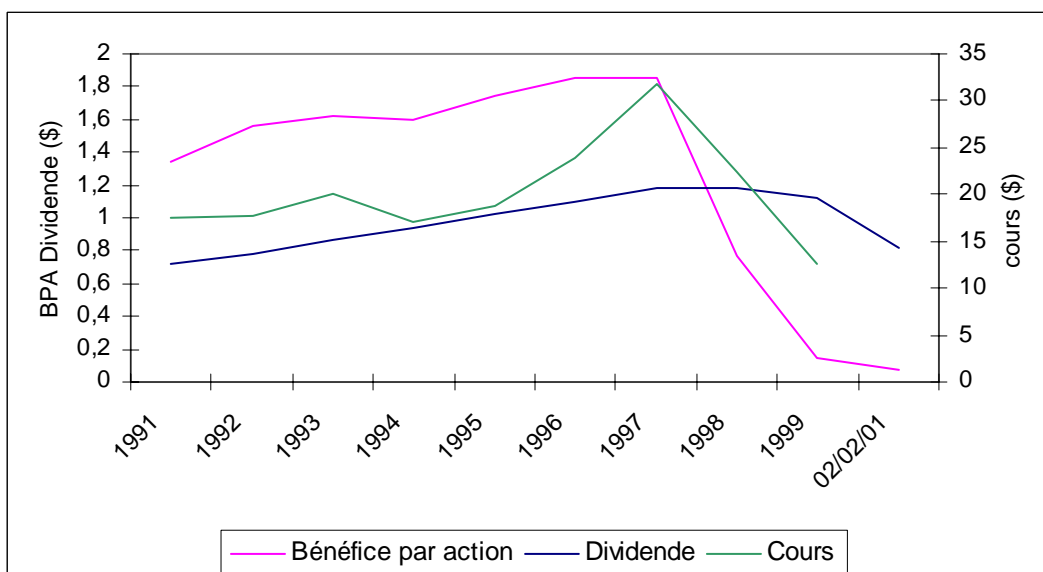
**Figure 14**





Il apparaît qu'un an avant le rachat de Nova, le titre de Transcanada a connu une hausse indépendante assez marquée avant de retomber en 1999. Par la suite, la baisse du cours a été plus forte que celle du marché.

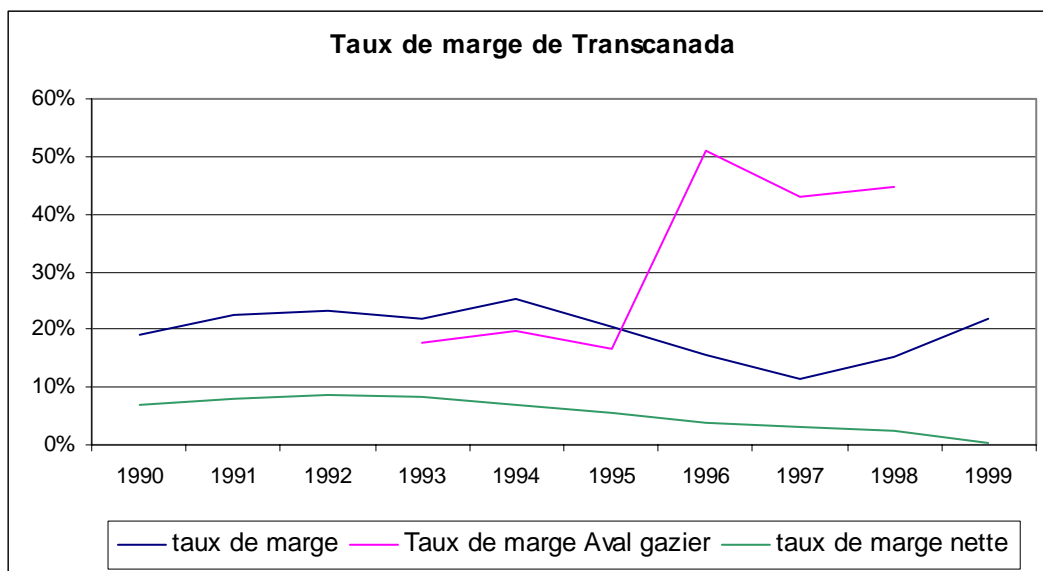
**Figure 15**



L'acquisition de Nova (le deuxième gazoduc canadien) ne semble pas avoir permis un redressement du résultat net par action. Cependant, les actionnaires n'ont pas été lésés par cette baisse de performance dans la mesure où le dividende est resté constant jusqu'en 1999, data à laquelle il a commencé à légèrement fléchir (Figure 15). Il n'en demeure pas moins que la confiance

des investisseurs s'est effritée si l'on en juge par l'évolution du cours de l'action depuis 1997 (Figure 14) par rapport à celle du marché.

**Figure 16**



Les opérations de fusions-acquisitions menées par Transcanada semblent avoir permis au taux de marge de se redresser (Figure 16 ci-dessus). Le rachat de son principal concurrent (Nova) a évidemment accru le pouvoir de marché de Transcanada. Ce résultat est particulièrement frappant lorsqu'on observe l'évolution du taux de marge relatif à l'aval gazier.

### 3.1.1.d. Westcoast

Westcoast Energy Inc. est un des acteurs de premier plan sur le marché canadien de l'industrie du gaz naturel. Par les jeux de ses filiales et des joint-ventures auxquelles elle participe, elle intervient au niveau de la collecte et du traitement du gaz naturel, de son transport, de sa distribution mais également dans la production d'électricité (elle possède 4 centrales et dispose de participations dans 3 autres).

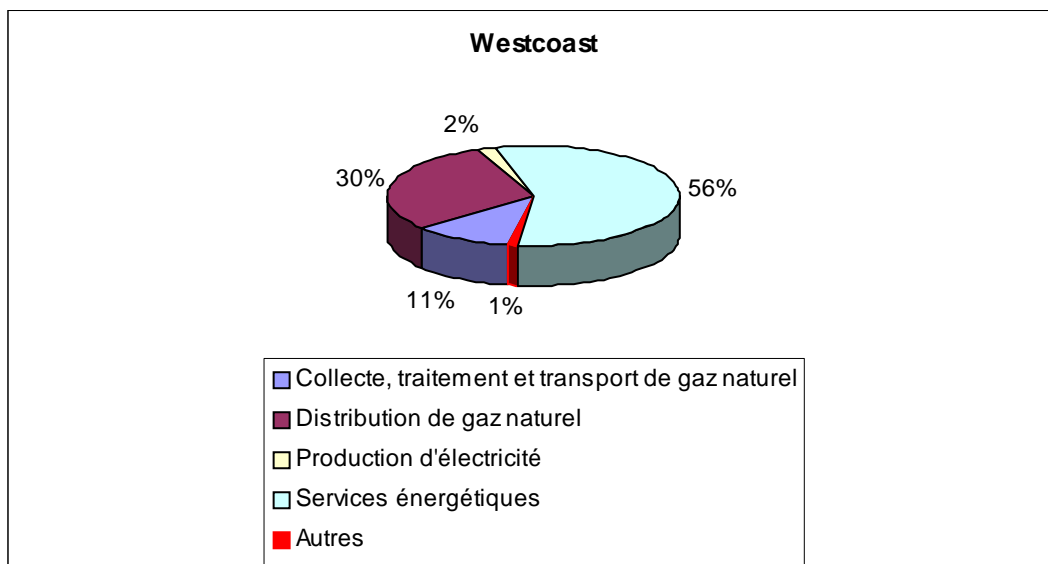
**Tableau 13**

Année	Opérations : fusions et prises de participations
1998	<i>Elk Falls Power Plant (+60%)</i>
1999	<b>Vector Pipeline Project (30%)</b>
2000	<b>Alliance</b>

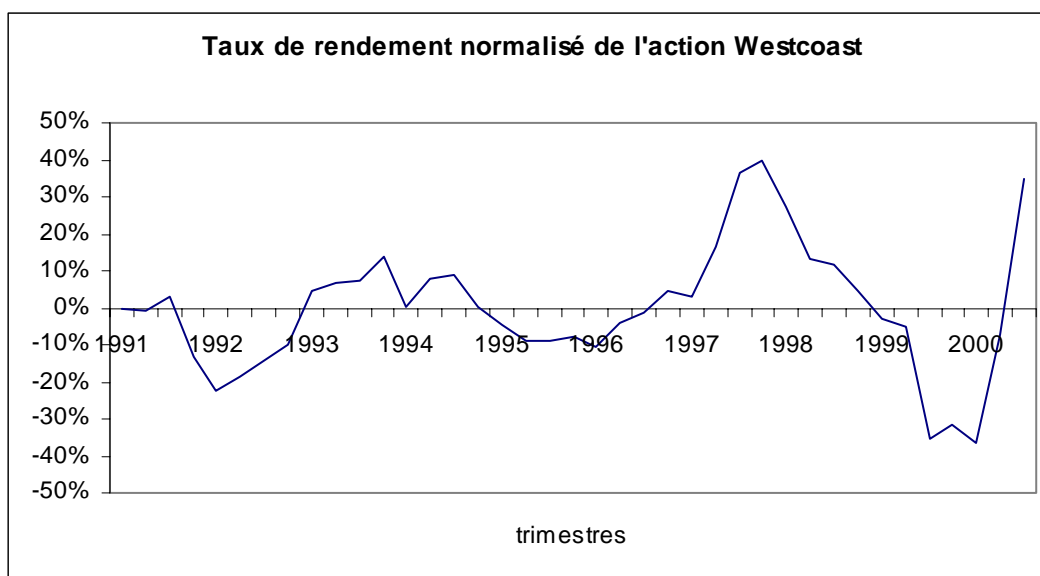
Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

La contribution des ses différentes activités est illustrée par la ci-dessous.

**Figure 17 Répartition du chiffre d'affaires en 1999**

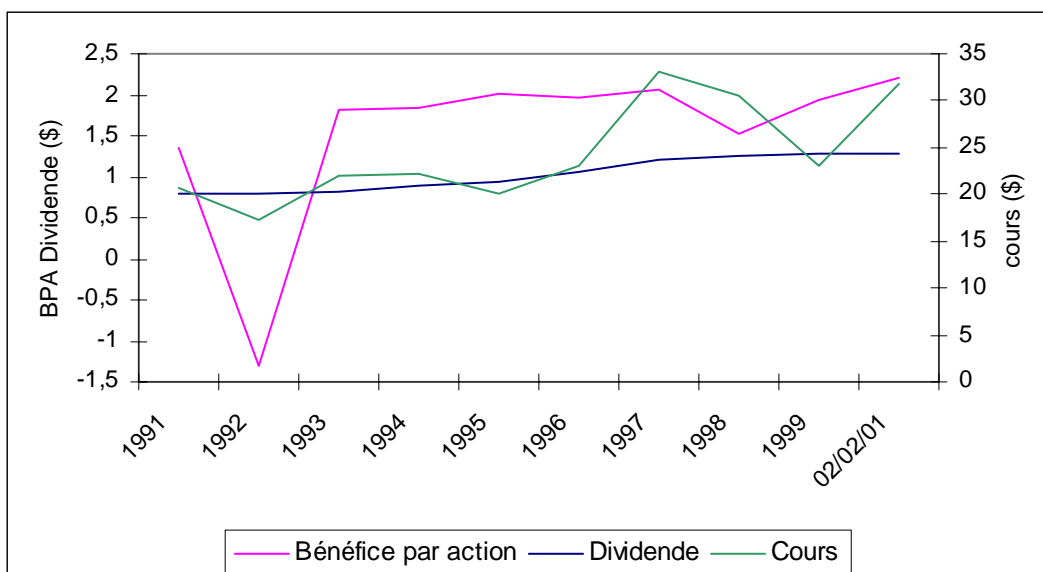


**Figure 18 Evolution du cours normalisé**



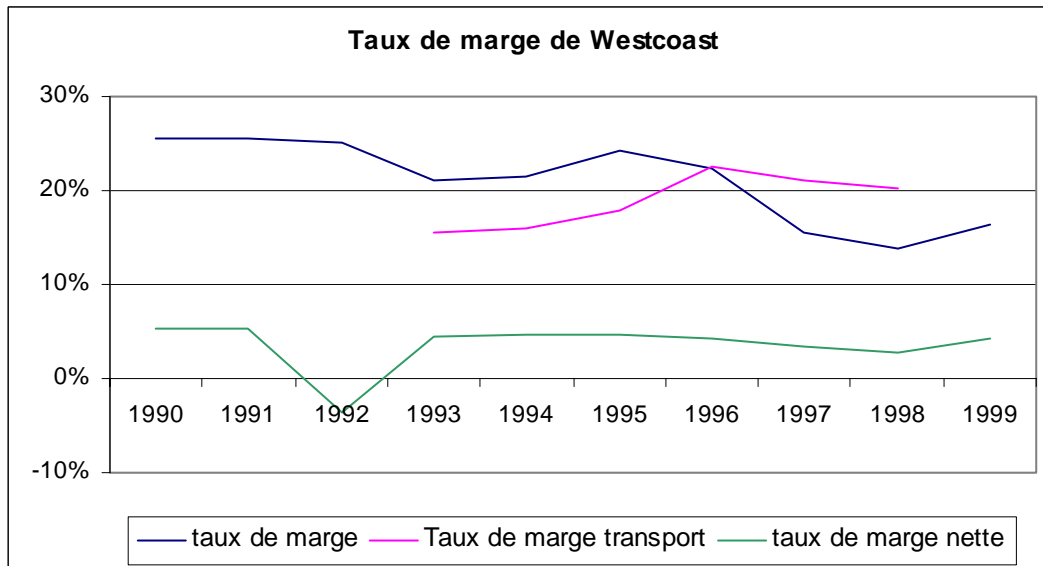
L'évolution du cours normalisé de Westcoast paraît assez proche de celle de Transcanada puisqu'il atteint un pic en 1998 avant de chuter jusqu'en 2000. Durant les mois qui ont précédé le rachat de Vector, le cours de l'action s'est élevé conformément au constat effectué par SCHERER et ROSS.

**Figure 19**



Depuis 1993, le bénéfice par action est à peu près constant, tout comme le dividende distribué aux actionnaires (Figure 19).

**Figure 20**



Le taux de marge décroît depuis 1995, cependant il converge vers le taux de marge nette allégeant ainsi le poids des charges exceptionnelles et financières qui grèvent le résultat d'exploitation. Il convient de noter que le taux de marge nette comme le taux de marge repart à la hausse entre 1998 et 1999.

### 3.1.1.e. Enron

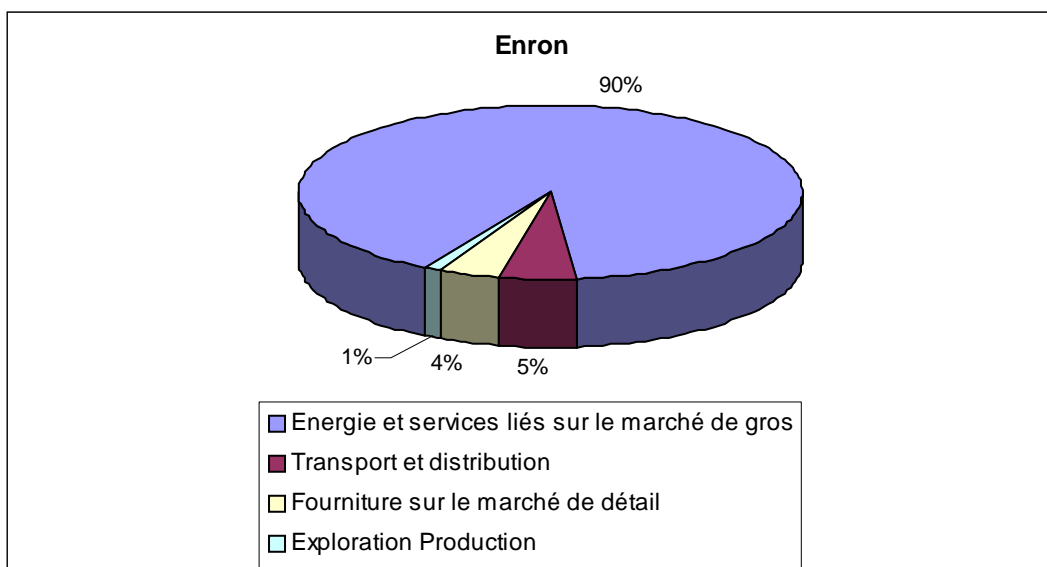
Enron est une compagnie qui, initialement, transporte du gaz. Son activité s'est diversifiée vers la chaîne électrique et la firme s'est intégrée verticalement de façon à être un acteur majeur dans le négoce de gaz naturel. Sa diversification s'oriente également vers les télécommunications. Le développement de la firme s'est également accompagné d'une diversification géographique puisque la firme réalise 25% de son chiffre d'affaires à l'international.

Actuellement, les activités d'Enron s'organisent autour de 4 grands pôles :

- Transport et distribution de gaz et d'électricité ;
- Fourniture en gros d'énergie partout dans le monde ;
- Fourniture d'énergie sur le marché de détail (y compris le trading d'énergie pour les clients industriels et commerciaux) ;
- Télécommunications (réseaux à haut débit)

L'apport des différents domaines dans le chiffre d'affaires de la firme intervient est retracé par le graphique ci-dessous.

**Figure 21 Répartition du chiffre d'affaires en 1999**



En 1999, Enron a cédé ses activités dans l'exploration - production d'hydrocarbures. Elle a également revendu PGE (Portland Gas and Electric), justifiant son choix par le fait que l'expérience

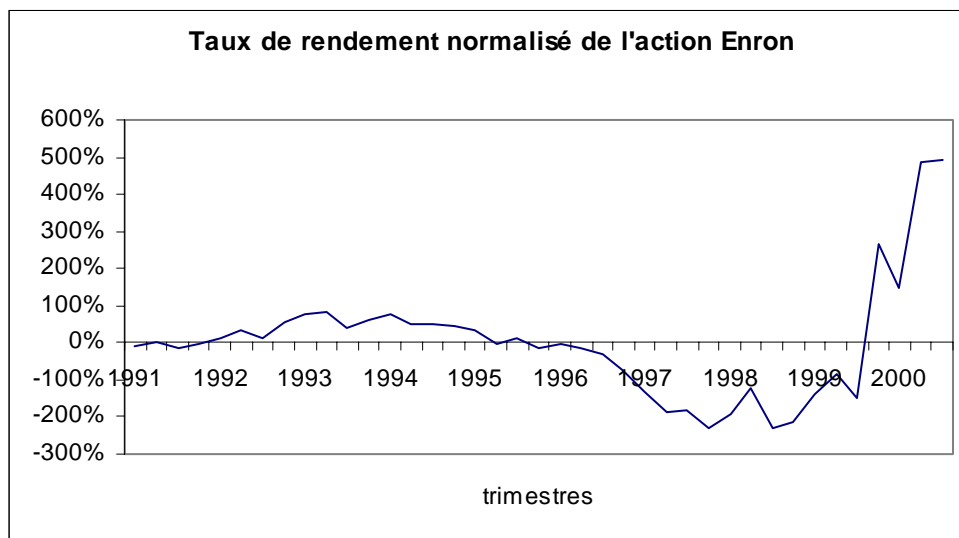
et la crédibilité acquise grâce à son « association » avec PGE était suffisante et qu'il était préférable pour les actionnaires de revendre cette firme afin de générer du cash-flow afin de développer de nouvelles activités notamment dans les télécommunications. Enron apparaît comme un précurseur en matière de commerce électronique de l'énergie. Sa stratégie est de privilégier les réseaux et la gestion de l'information. Quelques opérations récentes de fusions sont rappelées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 14**

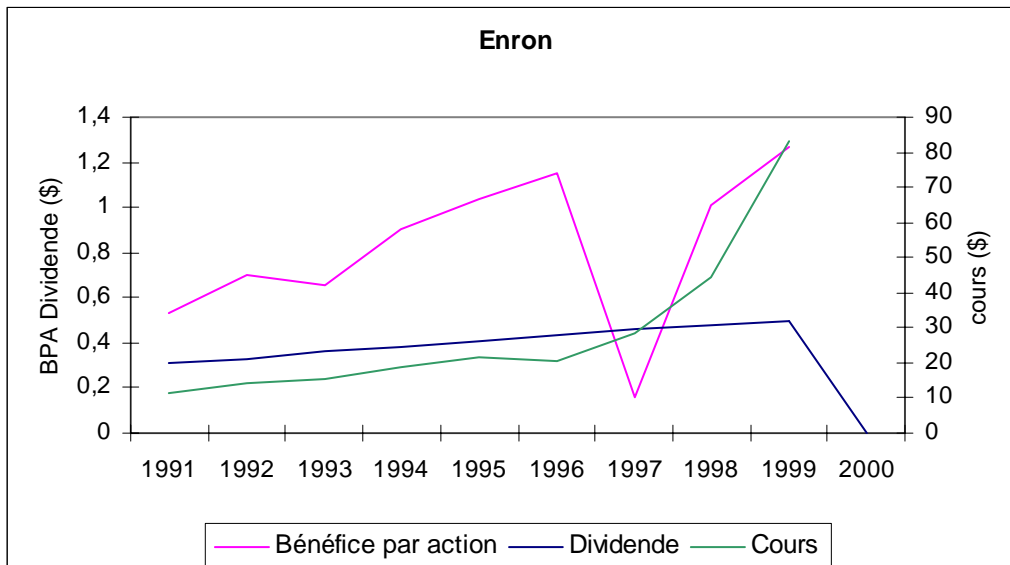
Année	Opérations : fusions et prises de participations
1996	Promigas SA (39%) Transporte de hydrocarbures SA (25%) Hardy Oil and Gas USA
1997	Companhia Estadual de Gas do Rio de Janeiro (25%)
1998	3 centrales thermique à gaz dans le New Jersey <b>SK Corporation-Enron gas distribution operations</b> (50%). ICI's Wilton Power plant
1999	Columbia Energy Services (négoce en gros d'énergie) Las Vegas Cogeneration LP

Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

**Figure 22**

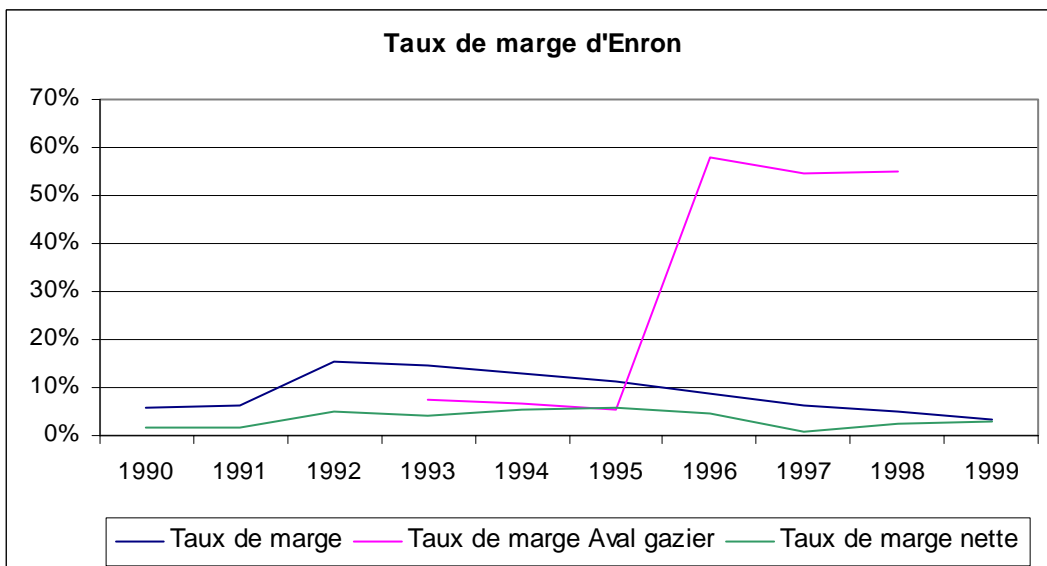


**Figure 23**



Les mutations incessantes (revente de PGE et cession de ses actifs en amont de la chaîne gazière) semblent avoir laissés perplexes les investisseurs jusqu'en 1998, dans la mesure où le cours a bénéficié d'une évolution moins favorable que celle du marché (Figure 22). Cependant, depuis 1998, l'accroissement du cours dépasse celle de l'indice SP500. Après une chute vertigineuse en 1997, le bénéfice par action a repris sa tendance à la hausse (Figure 23).

**Figure 24**



La Figure 24 amène 3 commentaires. Premièrement, le taux de marge apparaît comme assez peu élevé et caractérisé par une tendance à la baisse. Deuxièmement, il convient de remarquer le faible écart qui existe entre le taux de marge nette et le taux de marge qui implique la faible incidence des charges financières et exceptionnelles sur le résultat net de la firme. Troisièmement, il apparaît que le taux de marge sur l'aval gazier est nettement plus élevé que celui de l'ensemble des activités d'Enron. Ce résultat implique que l'activité « traditionnelle » demeure, par son efficacité, un générateur de liquidité indispensable à l'expansion de la firme. En outre, le taux de marge gazier semble indiquer que les opérations menées par Enron ont grandement renforcé son pouvoir de marché sur ce segment.

La faiblesse du taux de marge contraste avec l'envolée du cours de l'action, surtout en 1998 et 1999. Cet écart peut signifier que la stratégie menée par Enron est tout autant d'ordre financier qu'industriel. La revente de PG&E afin de générer des liquidités destinées à financer une réorientation de la stratégie apparaît comme un moyen de rassurer les investisseurs en leur adressant un message d'évolution vers un secteur à fort potentiel : les télécommunications. Cette stratégie semble porter ses fruits dans la mesure où l'évolution du cours de l'action apparaît comme déconnecté des résultats de la firme contrairement à ce qui se passe pour d'autres firmes comme Transcanada ou Westcoast.

### ***3.1.2. Les distributeurs***

#### ***3.1.2.a. CMS***

CMS est une holding d'utilités du Michigan. Elle achète, transporte et distribue du gaz dans 58 comtés du Michigan pour 1,58 millions de clients. Elle intervient également dans l'électricité qu'elle produit, achète, transporte et distribue dans 61 comtés du Michigan. Son réseau de gazoducs s'étend sur plus de 34 174 km. Cette compagnie est également présente au niveau de l'exploration-production de gaz et de pétrole aux États-Unis mais aussi à l'international. Sa filiale spécialisée dans le négoce d'énergie propose outre des services de négoce de gaz, d'électricité et de charbon, des services de gestion du risque et des approvisionnements aux industriels et à des distributeurs locaux (utilities).

Récemment, la compagnie a racheté Panhandle Eastern Pipe Line Company en 1998. Les opérations de fusions menées par CMS sont reprises dans le tableau ci-dessous.



**Tableau 15**

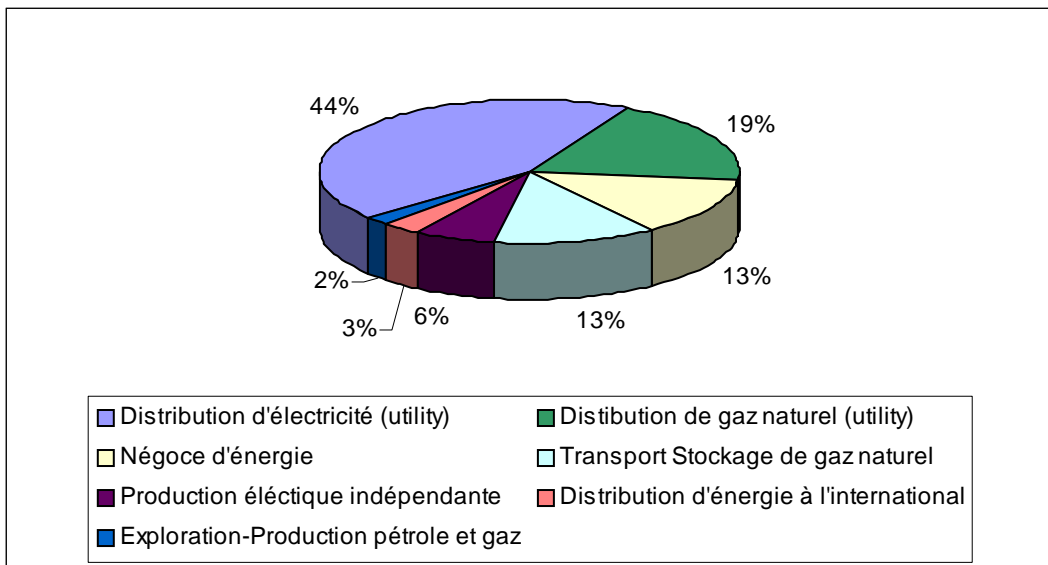
Année	Opérations : fusions et prises de participations
1998	<i>Lakewood Cogen Plant</i> <b>Panhandle Eastern Pipeline</b> <b>Trunkline Gas co.</b> <b>Continental Natural Gas co.</b> <b>Goldfields Gas Transmission Pipeline (45%)</b>
1999	Anson Gas Marketing Transportadora de Gas del Norte (+4,42%)

Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

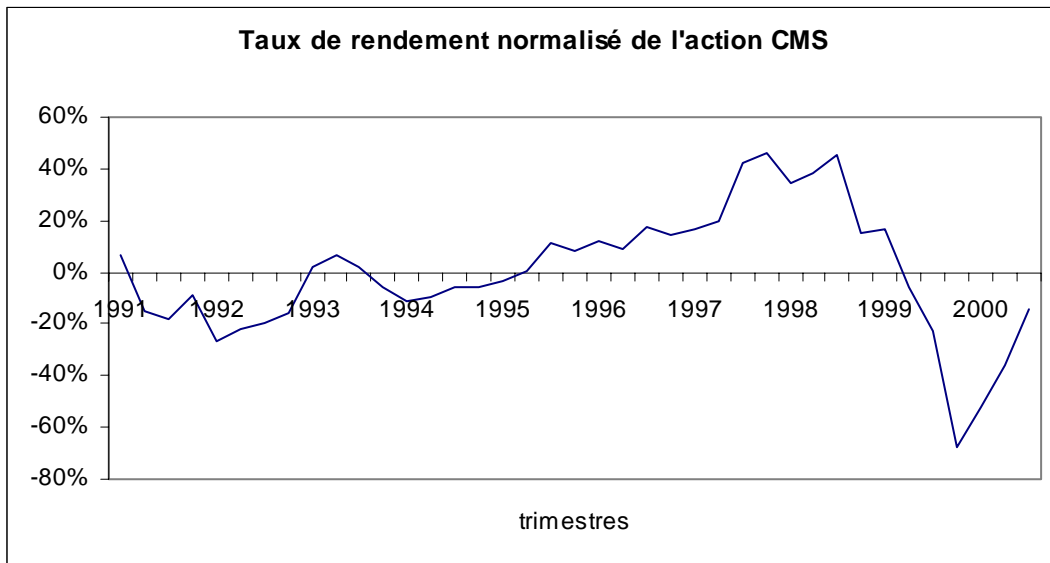
Le Tableau 15 ci-dessus nous indique que CMS a opté pour une remonté vers l'amont en intégrant essentiellement des transporteurs.

La contribution des différentes activités de CMS au chiffre d'affaires de 1999 est résumée dans le graphique ci-dessous.

**Figure 25**

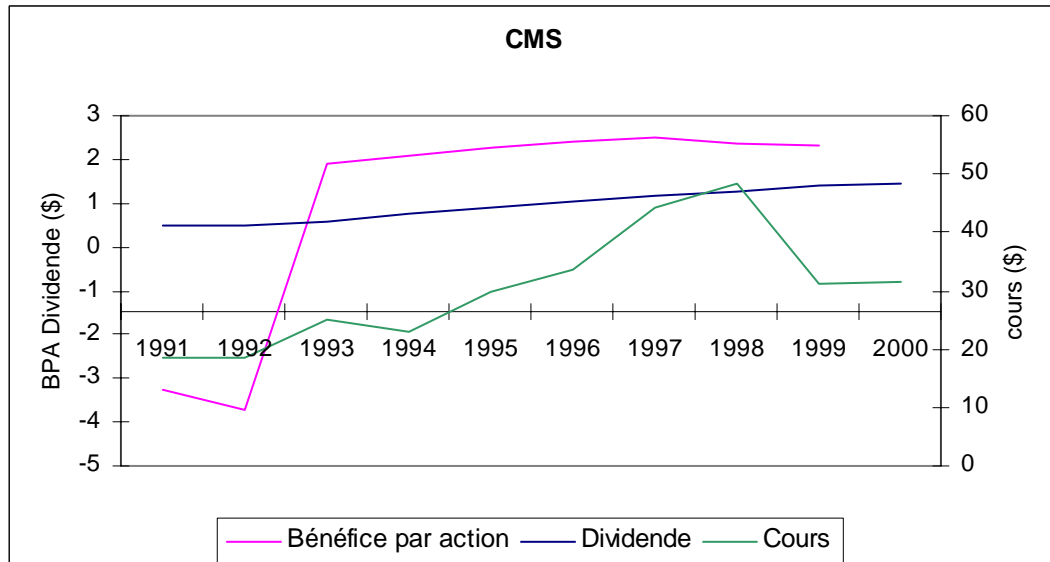


**Figure 26 Evolution du cours normalisé**

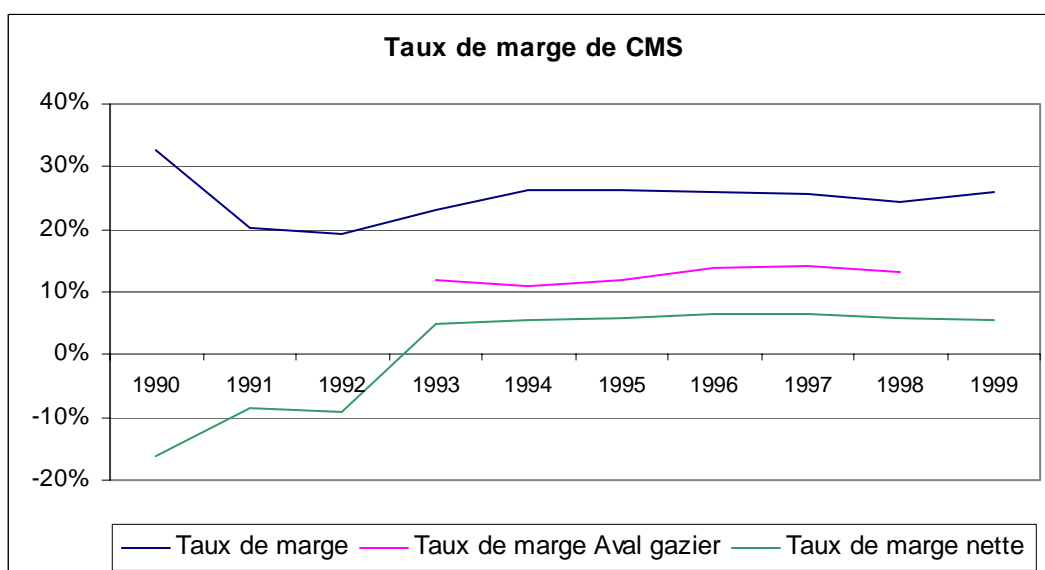


Le cours normalisé a augmenté de 1996 à 1998, année au cours de laquelle CMS s'est lancée dans d'importantes opérations de fusions-acquisitions. En 1999 et 2000, les investisseurs semblent avoir perdu confiance dans le titre CMS.

**Figure 27**



**Figure 28**



En dépit d'une envolée jusqu'à 50\$ en 1999, le cours de l'action CMS se situe en 2000 à peu près au même niveau qu'en 1991 (entre 20 et 30\$) (Figure 27). Une fois redevenu positif en 1993, le bénéfice par action est resté stable jusqu'en 1999, tout comme le dividende distribué aux actionnaires de CMS (Figure 27). Le taux de marge, le taux de marge nette et le taux de marge relatif à l'aval gazier apparaissent eux aussi relativement stables sur la période (Figure 28). Cette stabilité des indicateurs tient probablement au poids des activités réglementées dans le chiffre d'affaires de CMS (cf. Figure 25).

### 3.1.2.b. Reliant

Anciennement Houston Industries Incorporated, Reliant est un distributeur de gaz et d'électricité qui intervient également dans le trading et le transport de gaz inter-Etat. Il fournit de l'électricité à 1,7 millions de consommateurs localisés dans le Texas. Il exploite 12 centrales électriques dont une à cycle combiné. Les acquisitions récentes de Reliant sont exposées dans le tableau suivant.

**Tableau 16**

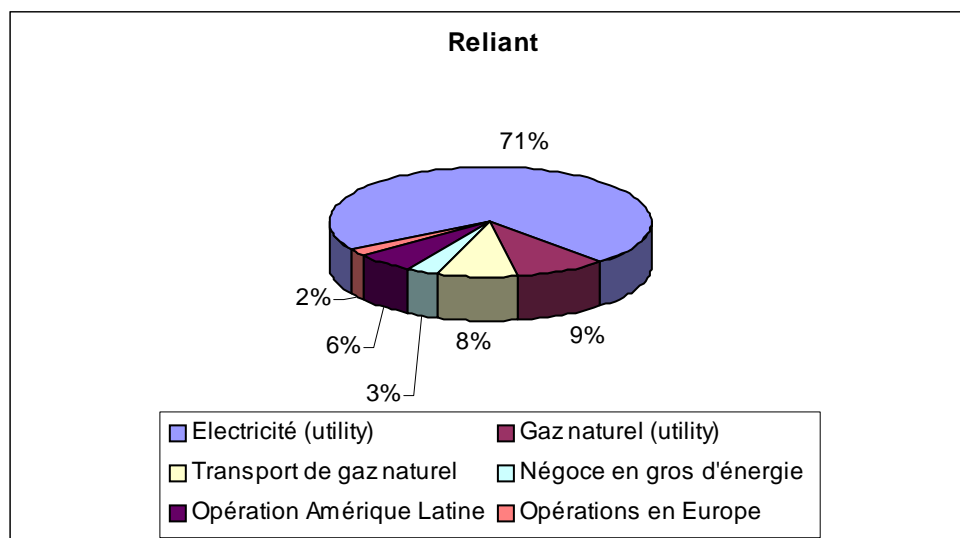
Année	Opérations : fusions et prises de participations
1997	<b>NorAm Energy</b>
1998	<i>Rachat de 4 centrales au gaz à California Edison Company</i> <i>1 centrales au gaz à SCE</i>

Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

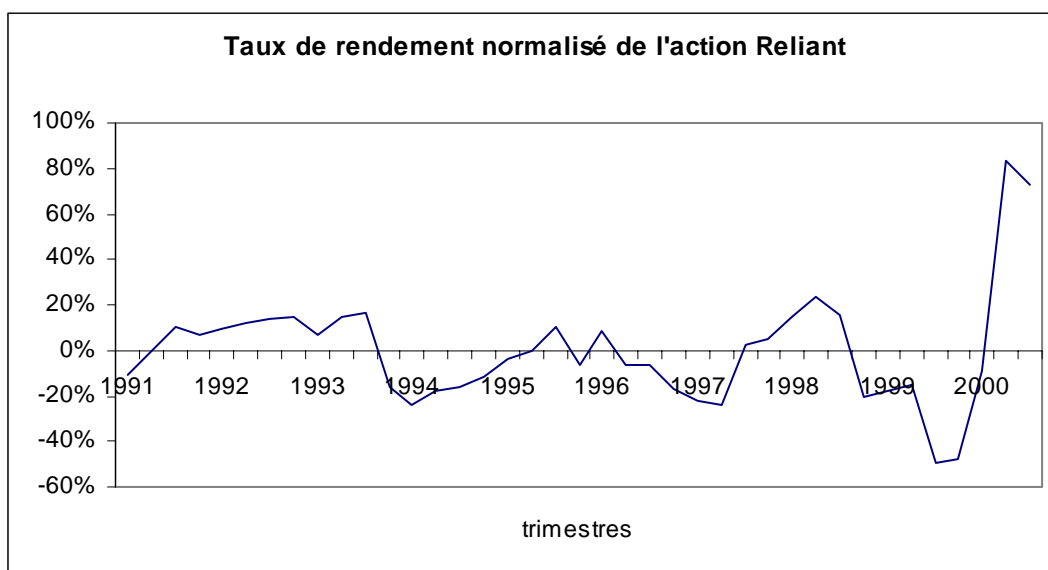
L'essentiel des opérations mises en œuvre par Reliant concernent l'électricité. La stratégie de Reliant, distributeur gazier et électrique, est donc une remontée en amont vers la production électrique étant le poids de la distribution électrique dans son chiffre d'affaires (cf. Figure 29 ci-dessous).

La contribution des différentes activités au chiffre d'affaire de 1999 est donnée par le graphique suivant.

**Figure 29 Répartition du chiffre d'affaires de 1999**

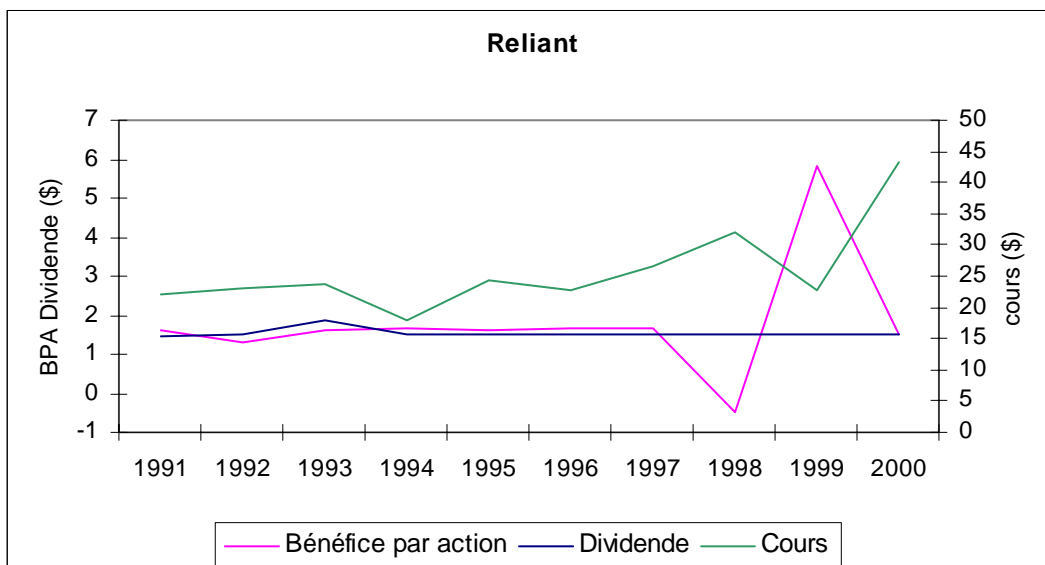


**Figure 30**

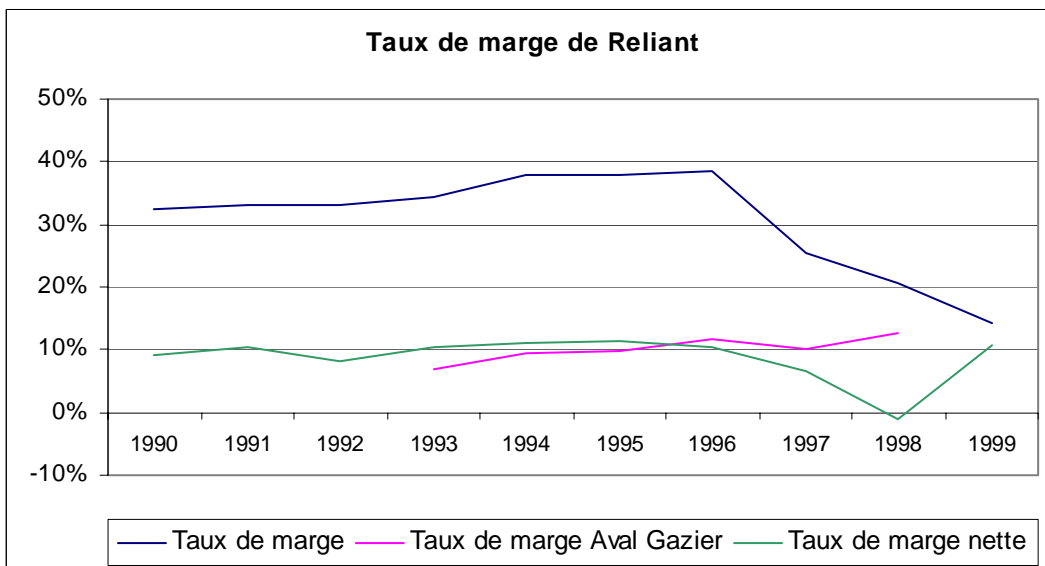


Les investisseurs semblent approuver la stratégie de Reliant plutôt orientée vers la production d'électricité. En effet, le cours de l'action suit jusqu'en 2000 une évolution quasi-similaire à celle du marché mais à partir de cette date, il connaît une forte croissance (cf. Figure 30 et Figure 31).

**Figure 31**



**Figure 32**



La remontée vers l'amont par l'achat du transporteur NorAm Energy en 1997 semble avoir grevé le résultat net de 1998 puisque ce dernier devient négatif alors qu'il était stable jusqu'alors

(Figure 32). Cette acquisition semble avoir enrayé la décroissance du taux de marge ; cependant, de dernier demeure décroissant en 1998 et 1999. Il apparaît également qu'en 1999, l'écart entre la marge et la marge nette s'est considérablement réduit. Ceci implique un poids plus important des activités industrielles par rapport aux activités financières et exceptionnelles. Le bénéfice par action, à l'exception de 1998 et 1999, apparaît comme très stable, tout comme le dividende (Figure 31).

En dépit de l'acquisition de centrales électriques et d'une certaine remontée vers l'amont gazier, l'essentiel du chiffre d'affaires de Reliant dépend de son activité réglementée (80% pour la distribution de gaz et d'électricité, cf. Figure 29). Le taux de marge sur l'aval gazier étant constant, il apparaît aux vues de la décroissance de son taux de marge global, que Reliant a subi une baisse de son pouvoir de marché sur les autres secteurs de son activité. Cependant, cette baisse n'a pas remis en cause le rendement du titre.

### 3.1.2.c. PG&E (Pacific Gas & Electric)

Les principales activités rassemblées au sein de la holding PG&E Corporation concernent l'industrie gazière avec la collecte, le transport et le stockage de gaz naturel, l'industrie électrique avec la distribution aux utilisateurs finals (utility) mais aussi l'exploitation de centrales ainsi que le trading énergétique avec notamment la gestion du risque. Le réseau gazier exploité par PG&E comprenait, au 31 décembre 1999, environ 10 000 km de gazoduc haute pression, et 60 000 km de réseau destiné à la distribution. En 1999, PG&E s'est séparé de ses activités dans le gaz naturel et la gaz naturel liquéfié au Texas. Les acquisitions récentes de la firme sont reprises dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 17**

Année	Opérations : fusions et prises de participations
1996	<b>Queensland State Gas Pipeline</b> Energy Source Inc.
1997	<b>Teco Pipeline Company</b> <b>Valero Natural Gas Company</b> <i>US Generating Company (+50%)</i>

Les transporteurs dans lesquels la compagnie a pris des participations sont représentés en gras tandis que les producteurs d'électricité sont représentés en italique.

Les cibles privilégiées de PG&E ont été les transporteurs de gazoducs. La utility semble donc avoir privilégié une remontée vers l'amont par le rachat de gazoducs.

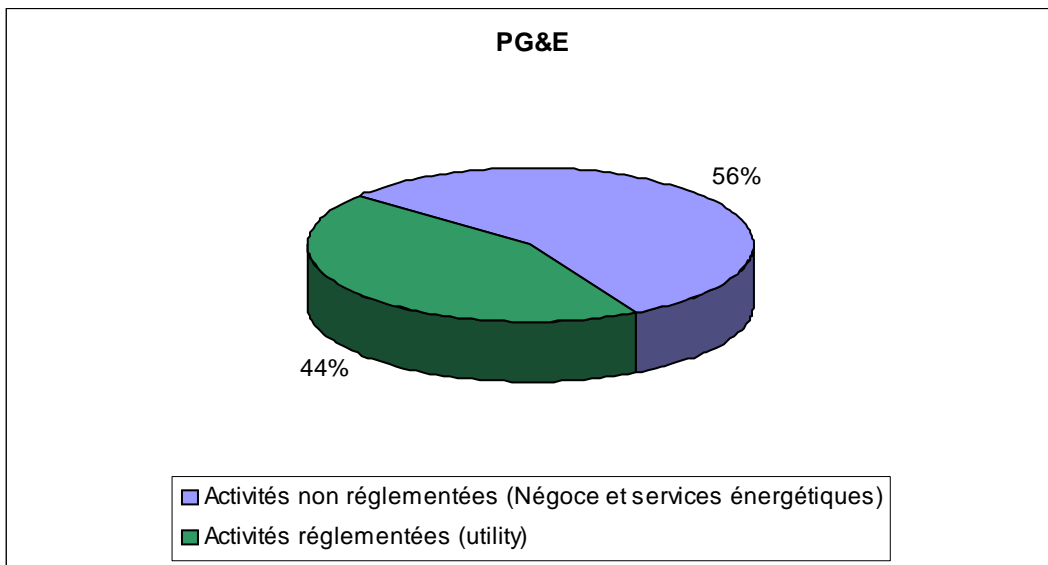
En 2000, la holding PG&E Corporation se décompose ainsi :

**Tableau 18**

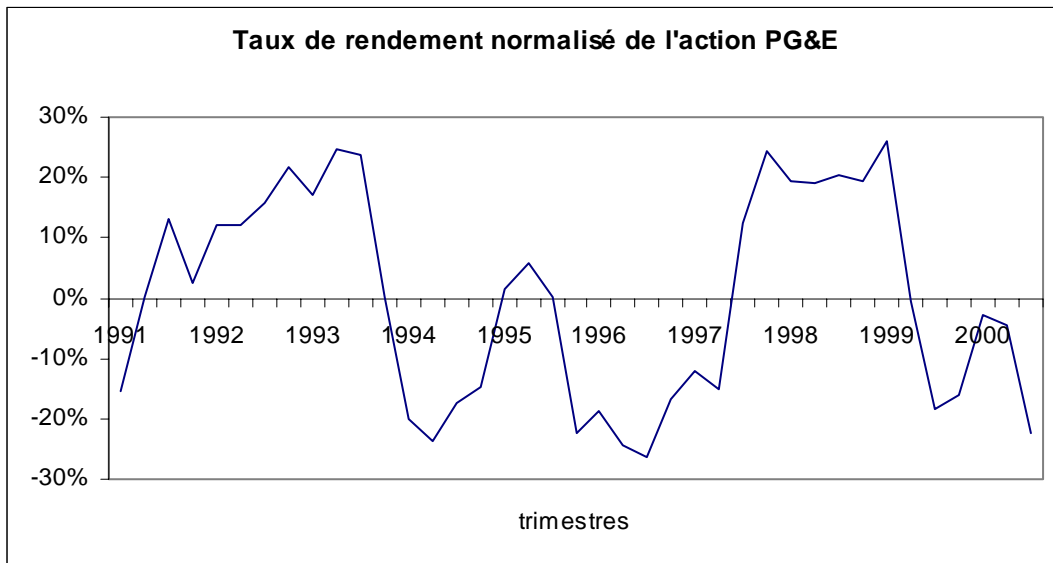
<b>PG&amp;E National Energy Group</b>	<b>Pacific Gas and Electric (Utility)</b>	<b>Pacific Venture Capital (créé en 2000)</b>
Production électrique Transport de gaz naturel Négoce d'énergie	Distribution de gaz et d'électricité	Investissement dans les projets innovants concernant l'énergie et les télécommunications

La répartition du chiffre d'affaires de 1999 entre l'activité réglementée en tant que utility et celle non réglementée de fournisseurs d'énergies (gaz et électricité) apparaît dans le graphique ci-dessous.

**Figure 33**

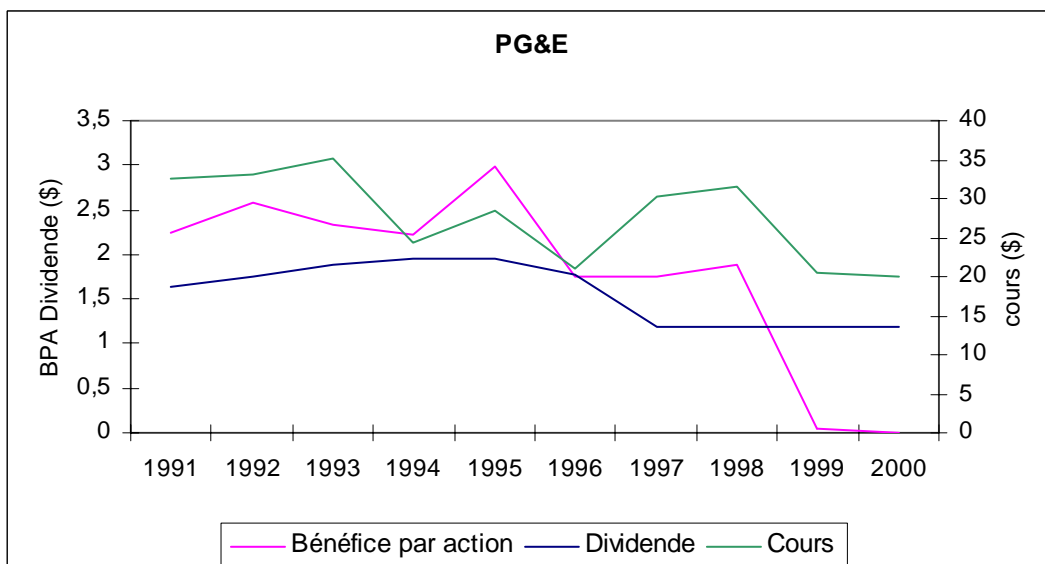


**Figure 34**



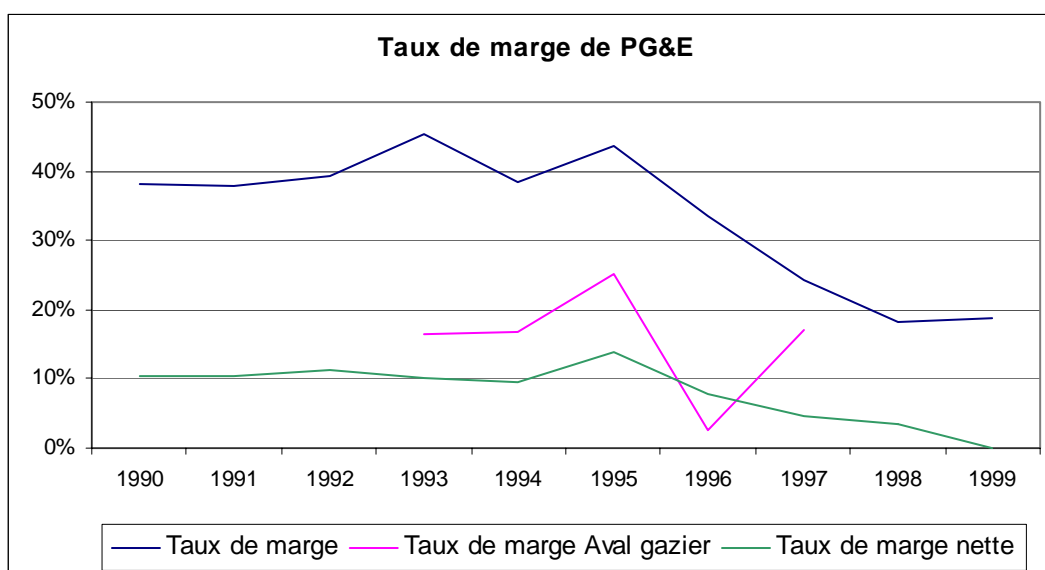
La Figure 34 ainsi que la Figure 35 montrait que l'action PG connaît une évolution chaotique. Les opérations menées en 1996 et 1997 sont concomitantes à un rétablissement du titre, cependant ce dernier à partir de 1999 a de nouveau chuté. Le taux de rendement normalisé oscille entre -20 et +20%, ce qui signifie que les performances du titre PG&E sont proches de celle du marché.

**Figure 35**



**Figure 36**





Le déclin du taux de marge entamé en 1995 ne s'est arrêté qu'en 1999. Même si le taux de marge nette a lui aussi diminué, mais à un taux moins élevé rapprochant le résultat d'exploitation et le résultat net (Figure 36). La baisse du résultat net se retrouve bien évidemment au niveau du bénéfice par action (Figure 35). Le dividende quant à lui est totalement stable depuis 1997. La performance du titre PG&E est inférieure à celle du marché, ce qui tendrait à montrer que les investisseurs sont sensibles à la baisse des taux de marge.

### 3.1.2.d. MCN

MCN est un groupe gazier intégré verticalement qui intervient de la production à la distribution. Le négoce d'énergie et la production d'électricité font également partie du portefeuille d'activités de MCN. L'ensemble des activités du groupe sont réparties dans deux entités comme le montre le tableau ci-dessous.

**Tableau 19**

<b>Diversified Energy</b>	<b>Gas Distribution</b>
Equipements de collecte, traitement et transport de gaz naturel Equipements de production électrique Négoce d'énergie	Transport et distribution de gaz naturel

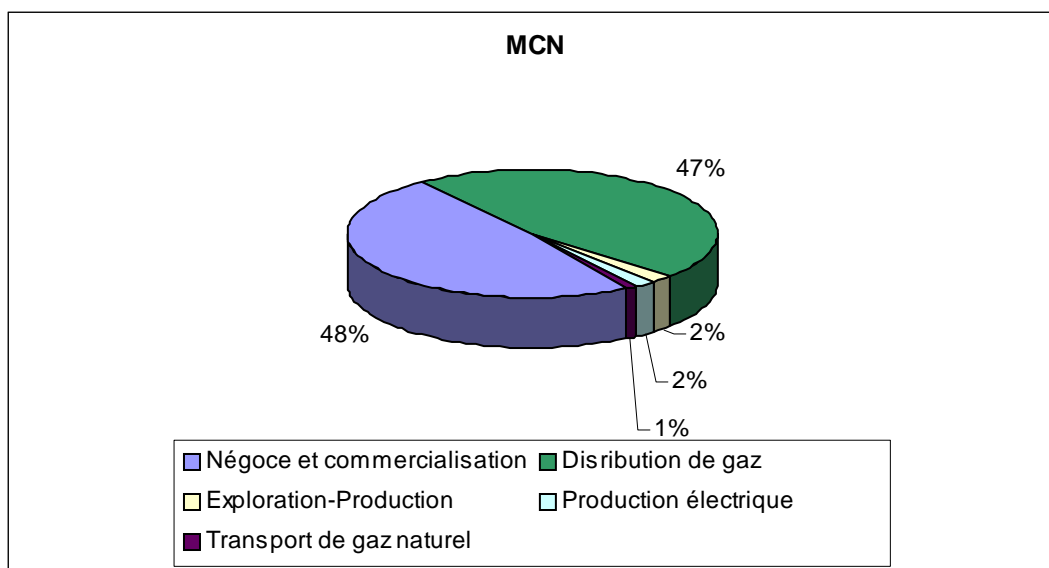
Les dernières opérations de fusions acquisitions menées par MCN sont retracées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 20**

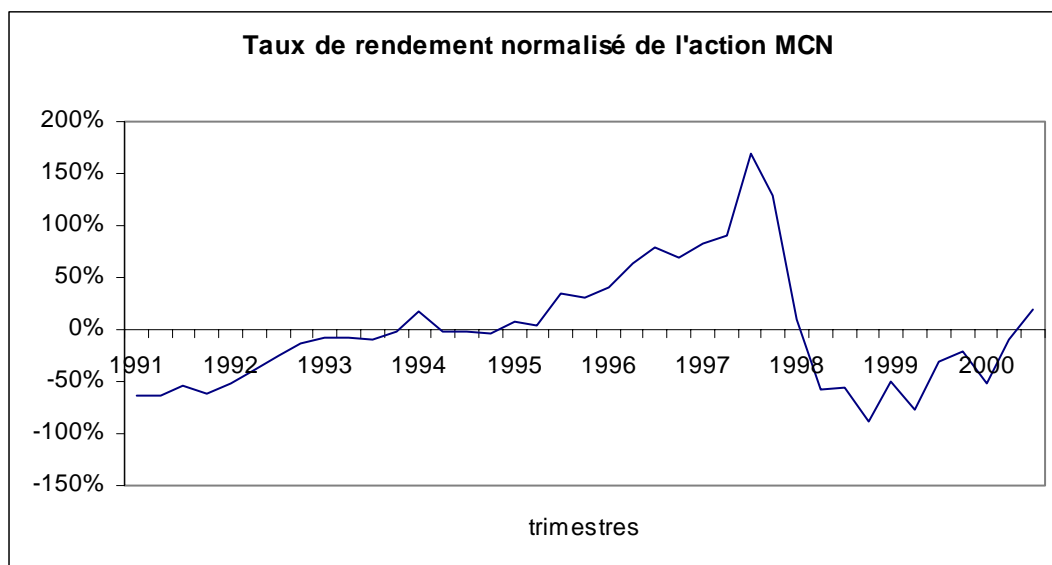
Année	Opérations : fusions et prises de participations
1996	Portland Natural Gas Transmission System Project (20%)
1997	Midland Cogeneration Venture Ltd (18%)
1998	Cohisa Person Project (95%) Midland Cogeneration Venture Ltd (+5%)
1999	KCI Compression Company L P (43%)

La répartition du chiffre d'affaires de 1999 entre les différentes activités de MCN est illustrée par la Figure 37 ci-dessous. MCN a récemment annoncé sa prochaine fusion avec DTE Energy corp., une utility électrique diversifiée vers le négoce charbon et les services énergétiques.

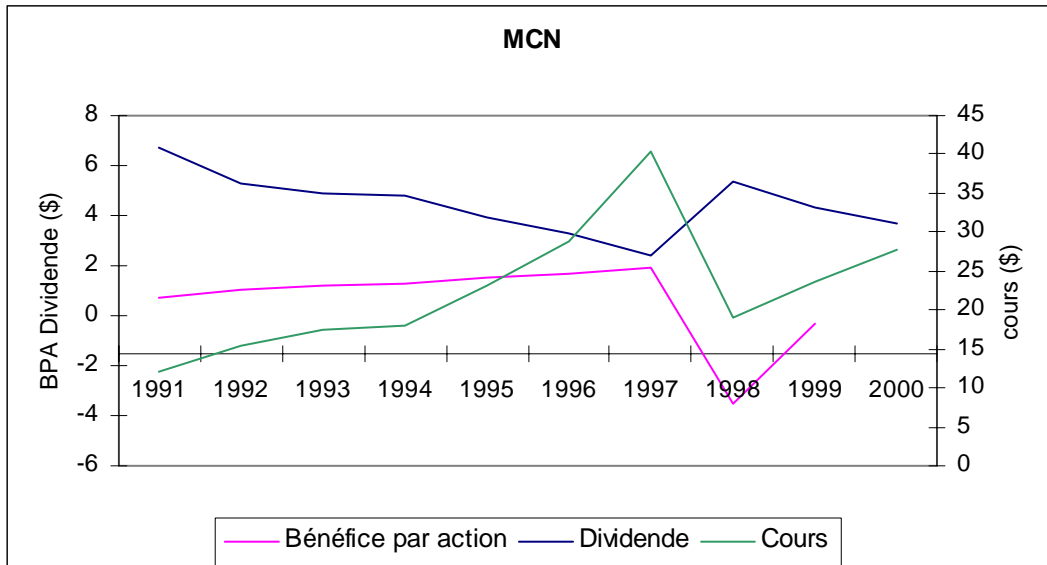
**Figure 37**



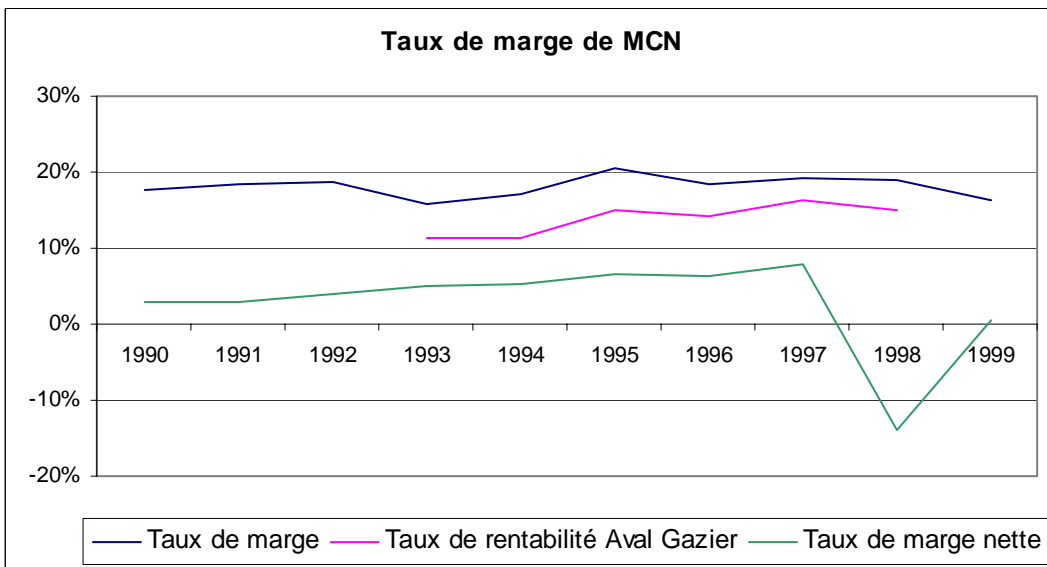
**Figure 38**



**Figure 39**



**Figure 40**



En dépit d'un taux de marge quasiment constant, le résultat net de 1998 est négatif. Des charges financières ou exceptionnelles sont venues altérer le résultat de MCN qui retrouve des valeurs positives en 1999 (Figure 40). Le rendement de l'action de MCN a connu une forte croissance de 1995 à 1998 (Figure 39). La tendance s'est inversée entre 1998 et 1999 avant de reprendre une tendance ascendante à partir de 1999. Le cours de l'action et son rendement normalisé

sont corrélées avec le résultats net de MCN. Les investisseurs paraissent confiants dans les performances de ce distributeur gazier qui s'est intégré en amont et diversifié vers l'électricité.

Section 4 Analyse comparative

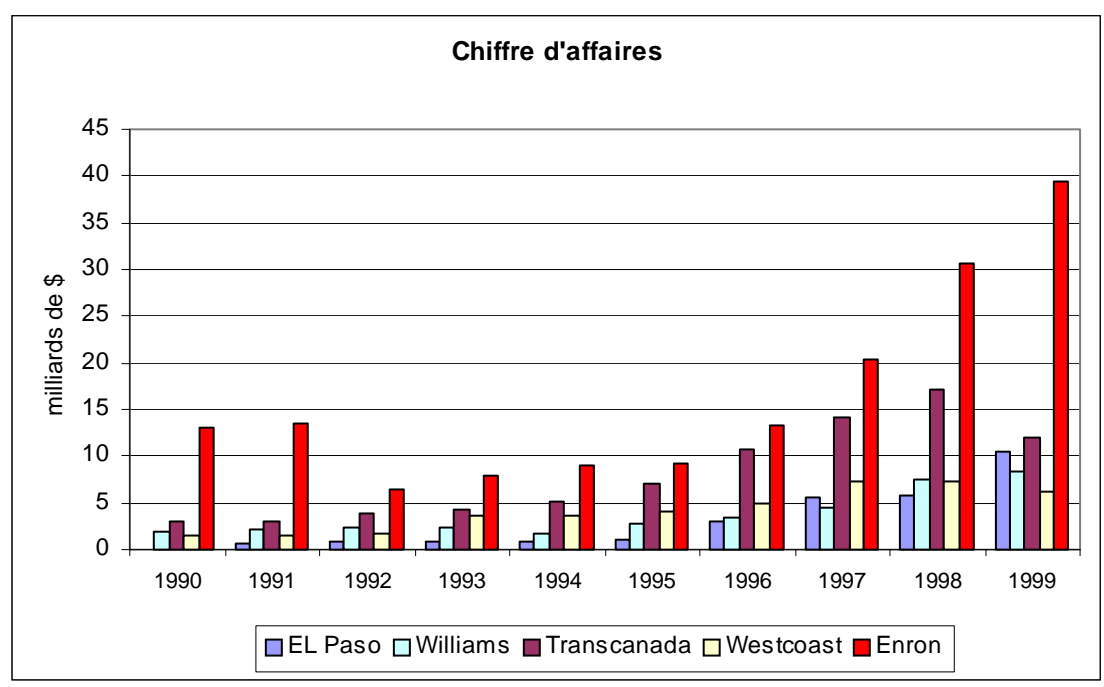
4.1.1. Les transporteurs

4.1.1.a. Les indicateurs

Les données concernant El Paso pour 1990 ne sont pas disponibles (ainsi que le nombre d'employés pour 1991).

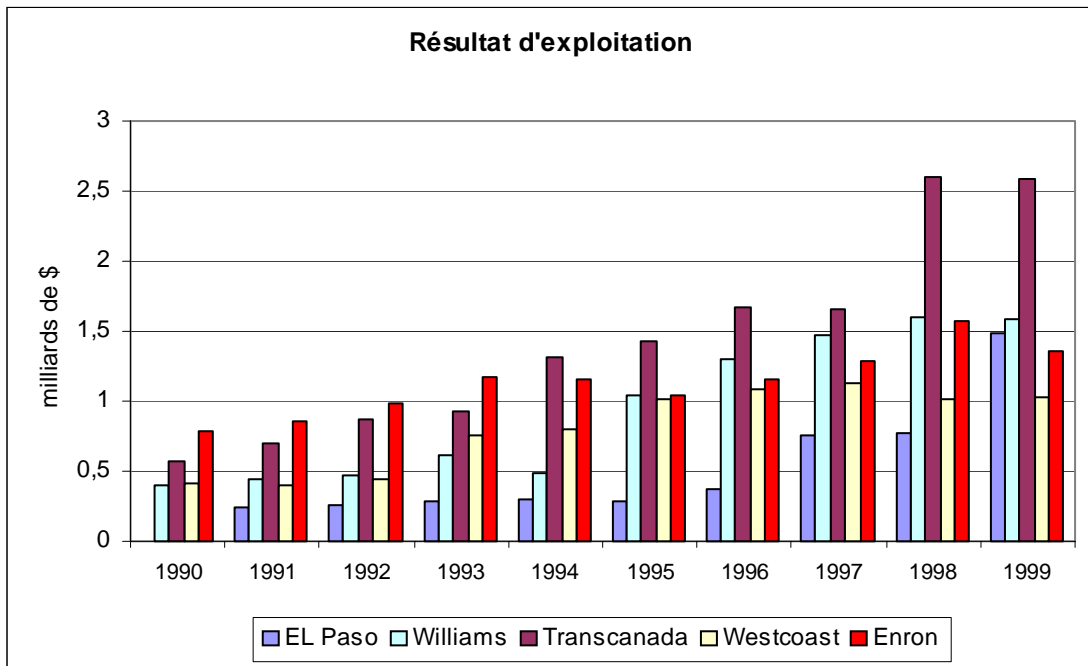
Le chiffre d'affaires

Figure 41

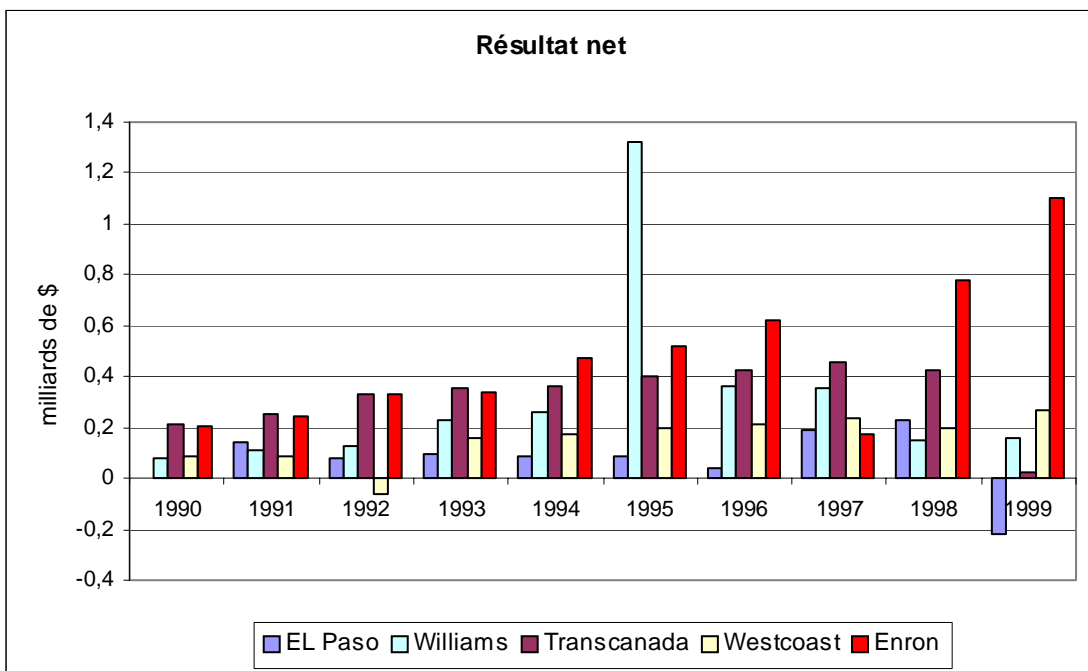


Le résultat d'exploitation et le résultat net

Figure 42

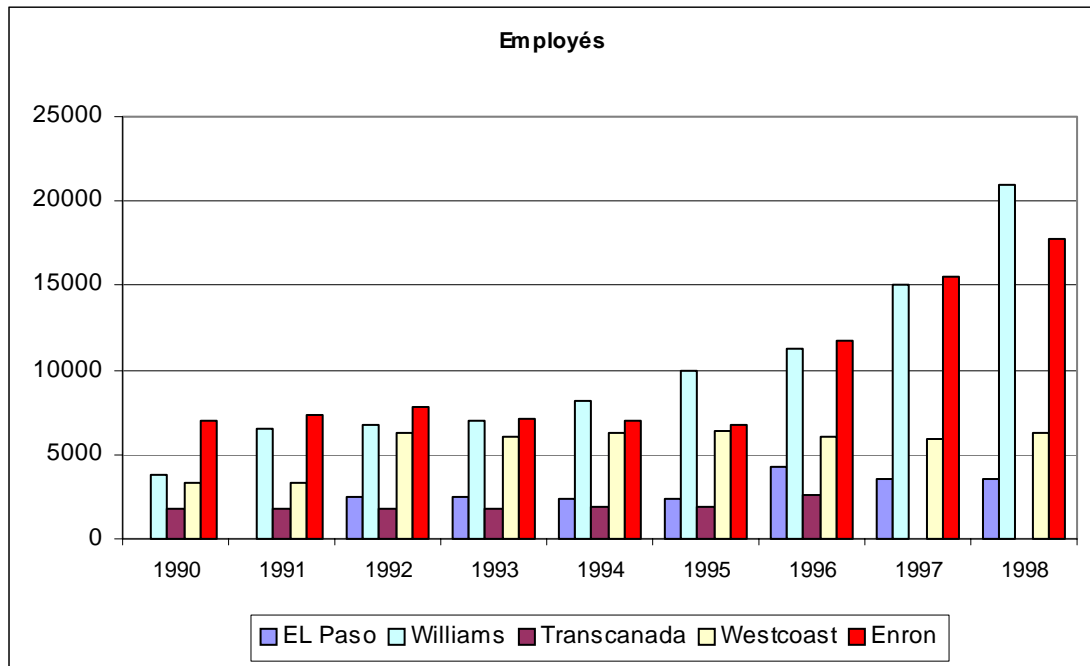


**Figure 43**



Le nombre d'employés

**Figure 44**



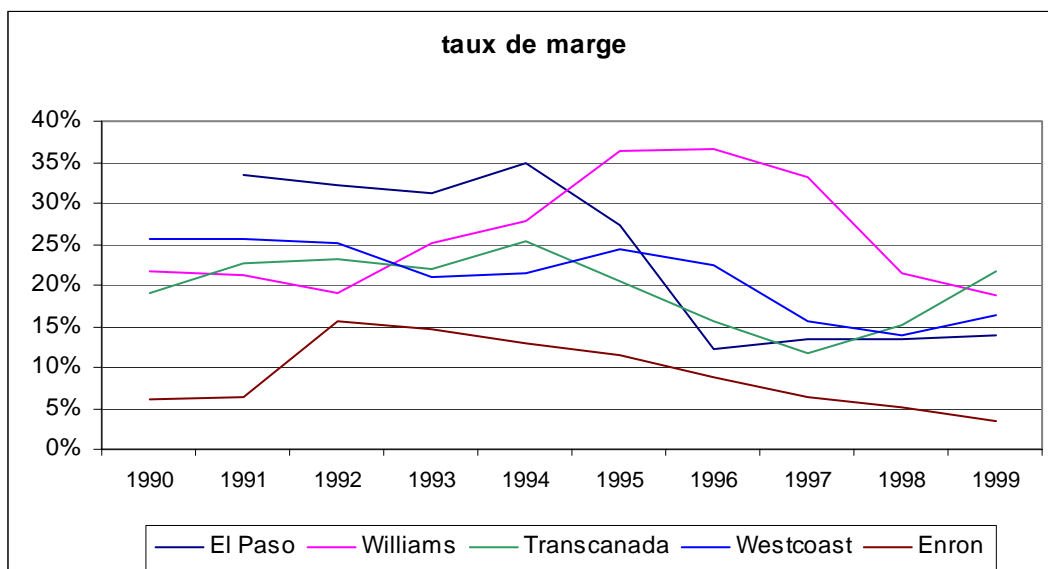
Commentaires

En termes de chiffre d'affaires, la Figure 41 ci-dessous indique clairement la prépondérance d'Enron par rapport aux autres transporteurs étudiés. Cette domination s'estompe cependant lorsqu'on envisage le résultat d'exploitation (Figure 42) puisque, dans ce cas, c'est Transcanada qui domine l'échantillon, la performance d'Enron étant comparable à celle d'El Paso et de Williams, du moins à partir de 1995. La Figure 43 renvoie Enron au premier rang de la comparaison. Ceci s'explique notamment par le poids des charges exceptionnelles et financières de Transcanada relevé plus haut.

*4.1.1.b. Les ratios*

Le taux de marge

**Figure 45**



La comparaison des taux de marge sur la Figure 45 ci-dessus révèle une très forte disparité dans le groupe étudié. En effet, les résultats observés entre 1990 et 1999 s'étalent entre 5% et 35%. Les transporteurs canadiens (Transcanada et Westcoast) sont les firmes dont le taux de marge est le plus stable sur la période tout en étant marqué par une légère baisse à partir de 1995.

Un autre résultat marquant est la faiblesse relative du taux de marge d'Enron. En effet la firme la plus active en matière de fusions-acquisitions enregistre le plus faible taux de marge sur l'ensemble de la période. Ce résultat tend à montrer que les opérations de fusions-acquisitions, même si elles sont réussies, n'améliorent pas nécessairement la performance industrielle de la firme acheteuse.

En effet, El Paso, qui s'est également lancé dans un nombre important de fusions-acquisitions depuis 1997 n'a pas pu enrayer la chute de son taux de marge intervenue entre 1994 et 1996. Depuis 1998, son taux de marge se situe au 2<sup>ème</sup> niveau le plus faible de l'échantillon.

En revanche, Williams, dont l'expansion est plus modeste, a réussi à maintenir son taux de marge au voisinage de 20%.

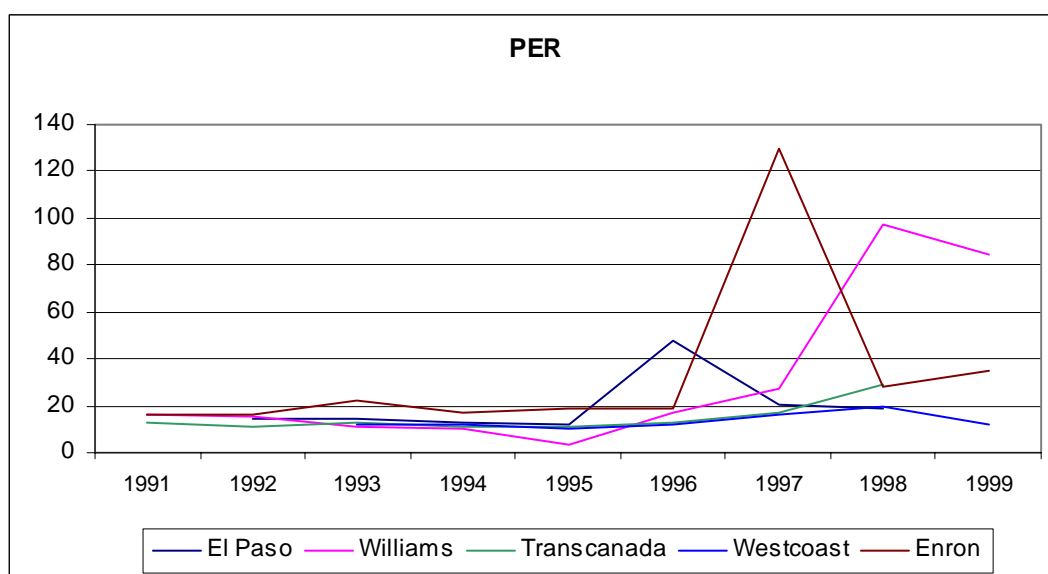
La comparaison des taux de marge semble indiquer que la croissance externe des transporteurs nord-américains n'a pas permis d'accroître l'efficacité opérationnelle des firmes les plus actives dans ce domaine. Cependant, ces résultats ne sont évidemment pas définitifs dans la mesure où nous ne disposons pas d'un recul suffisant par rapport aux opérations de fusions-acquisitions relevées ici. En complément de l'analyse du taux de marge, la comparaison du PER des



transporteurs de l'échantillon va nous permettre d'apprécier la perception du marché boursier de ces opérations de fusions-acquisitions.

### Le PER

**Figure 46**



Le PER de Williams, croissant depuis 1995, demeure très élevé malgré une baisse en 1999 puisqu'il se situe au dessus de 80. Ce résultat s'explique peut-être par le poids de l'activité de cette firme dans les télécommunications (cf. Figure 9). En effet, les activités liées aux nouvelles technologies et aux réseaux ont bénéficié d'anticipations très favorables de la part des investisseurs. En outre, la stratégie de croissance modérée (en comparaison de celle menée par Enron ou El Paso) laisse probablement à penser aux investisseurs que la firme conserve un potentiel d'expansion élevé.

Le PER d'Enron a atteint un sommet en 1997 (120) avant de retrouver un niveau plus conforme à ceux relevés pour les autres firmes de l'échantillon. L'observation de l'évolution du cours de l'action Enron (cf. Figure 22) indique qu'en 1997 le cours de l'action n'a pas connu de hausse sensible. En revanche le bénéfice par action (Figure 23) a fortement baissé cette année-là. Ceci signifie que les résultats décevants de 1997 n'ont pas eu d'impact sur la cote du titre Enron, la confiance des investisseurs dans le potentiel de croissance de la firme restant forte. Entre 1998 et 1999, le PER reste assez élevé et en hausse.

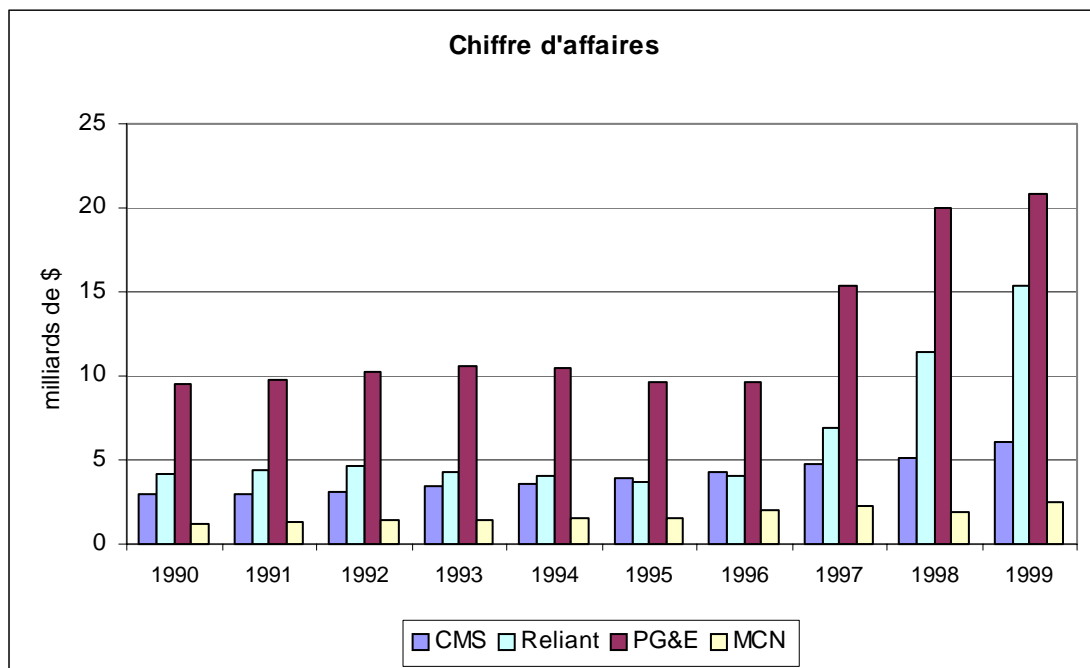
L'évolution du PER de Westcoast et celle du multiple de capitalisation de Transcanada apparaissent très stables (oscillant entre 15 et 20). La valorisation de ces deux firmes canadiennes n'est donc pas très forte en regard de leur bénéfice actuel. Même si les fusions-acquisitions n'ont pas été très denses pour ces deux firmes, il ne semble pas que le marché boursier anticipe une croissance forte. Les résultats de ces deux firmes ne sont pas surévalués par le marché.

#### 4.1.2. Les distributeurs

##### 4.1.2.a. Les indicateurs

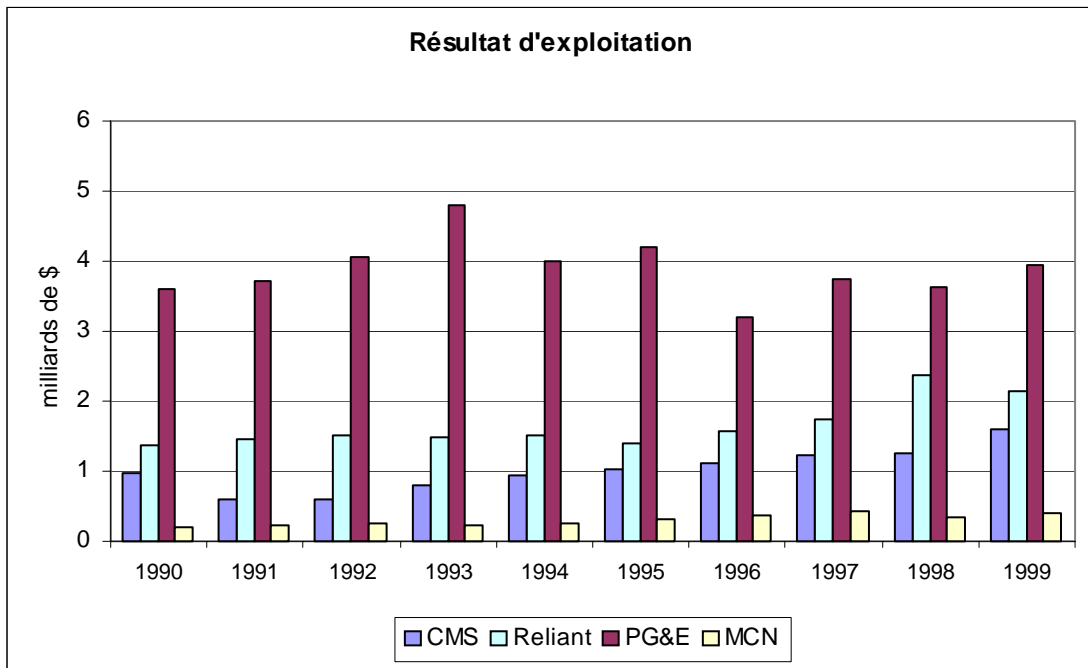
##### Le chiffre d'affaires

**Figure 47**

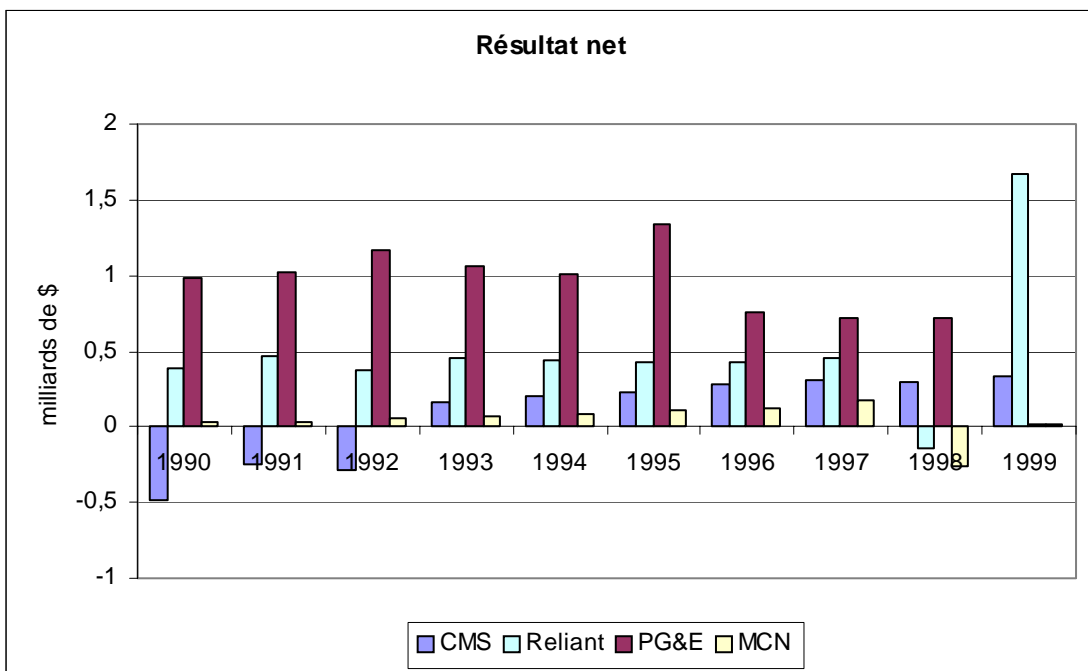


##### Le résultat d'exploitation et le résultat net

**Figure 48**

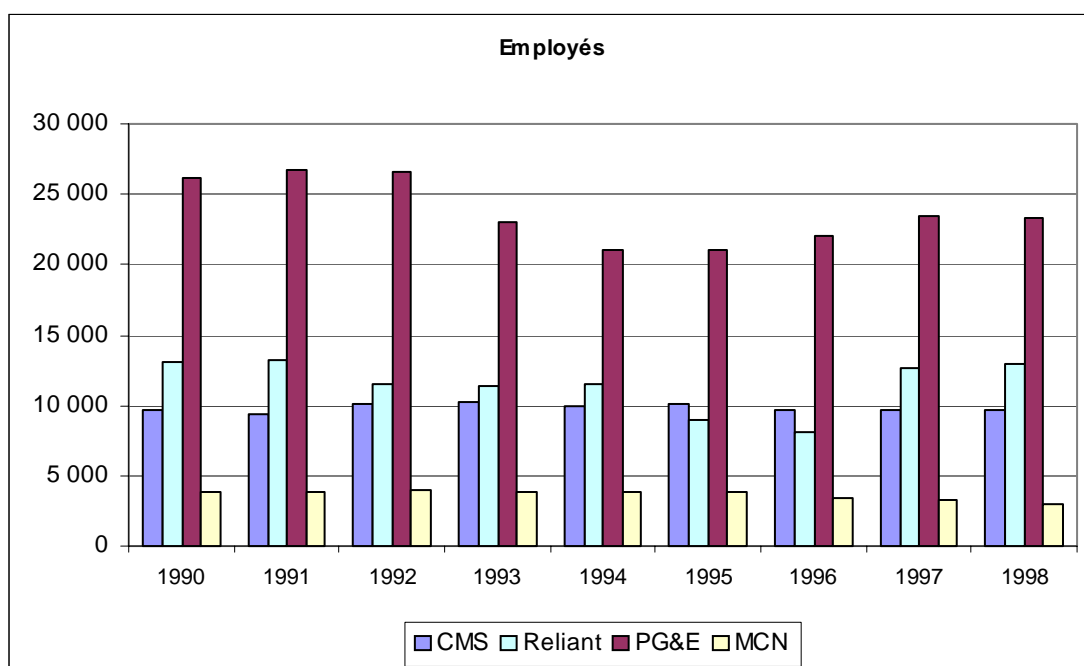


**Figure 49**



Le nombre d'employés

**Figure 50**



### Commentaires

Parmi les distributeurs, PG&E apparaît comme la firme la plus importante de l'échantillon en termes de chiffre d'affaires (Figure 47). Cette dominance de PG&E se retrouve également lorsqu'on observe l'évolution du résultat net et du résultat d'exploitation, sauf en 1999 où le résultat net de la firme est quasiment nul.

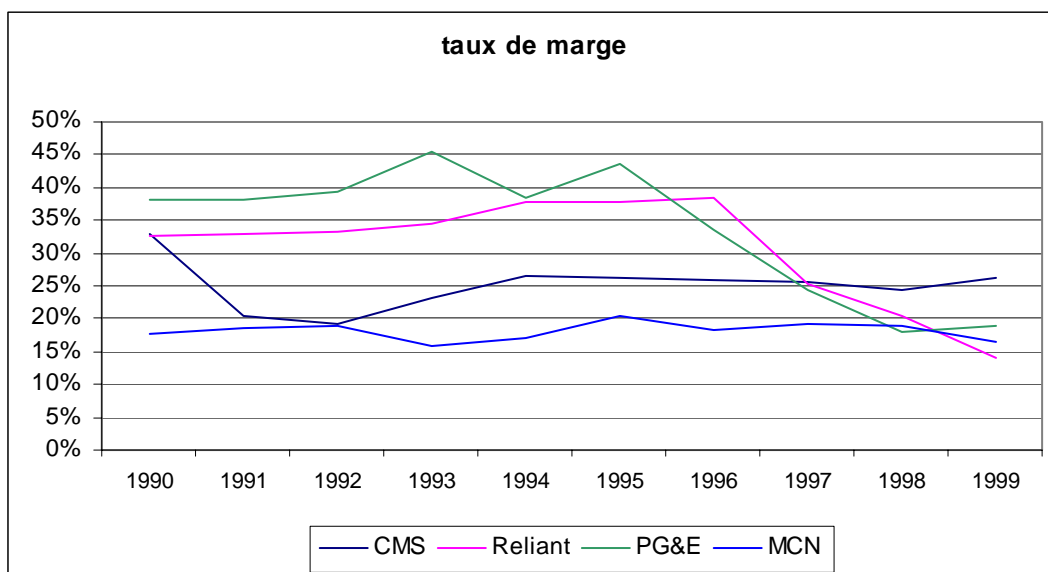
CMS et Reliant sont de taille à peu près comparables (notamment par le nombre d'employés, cf. Figure 50). Toutes les deux se sont lancées dans d'importantes opérations de fusions mais à partir de 1997 le chiffre d'affaires de Reliant est nettement supérieur à celui de CMS. L'évolution du résultat d'exploitation et celle du résultat net confirment la position de Reliant par rapport à CMS même si en 1999, le résultat net de Reliant affiche une valeur négative.

A côté des trois autres firmes, MCN apparaît comme un acteur de taille modeste que ce soit en termes de chiffre d'affaires, de résultats ou d'employés. L'analyse du taux de marge nous permettra de comparer les performances industrielles et commerciales de cette firme par rapport à celles des trois autres indépendamment de sa taille.

#### *4.1.2.b. Les ratios*

##### Le taux de marge

**Figure 51**

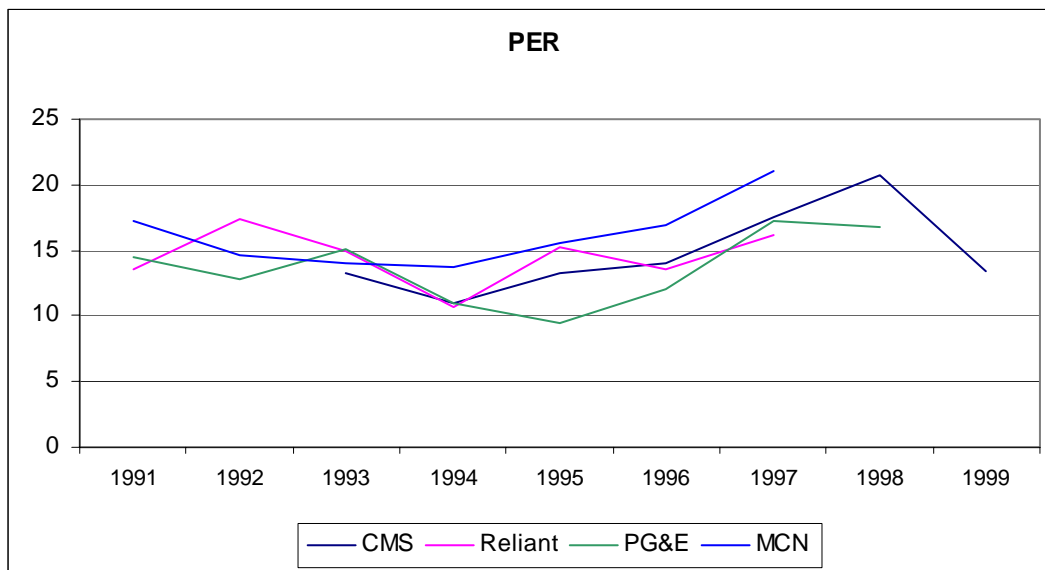


Deux sous-groupes émergent de l'analyse du taux de marge des 4 distributeurs entre 1990 et 1999. Le premier est constitué de Reliant et de PG&E qui ont bénéficié de taux de marge élevés jusqu'en 1995, date à laquelle ils chutent pour passer en dessous de ceux du second groupe (CMS et MCN).

Reliant et PG&E sont deux utilities pour lesquelles la distribution d'électricité jouent un rôle essentiel. Il semblerait que le pouvoir de marché dont elles bénéficiaient jusqu'en 1996 aient été remis en questions. MCN qui n'intervient que dans la distribution du gaz naturel est probablement moins soumis à la concurrence que les utilities électriques. Le large éventail des activités de CMS lui garantit un taux de marge stable. De plus, son activité de distributeur gazier qui assure 19% de chiffre d'affaires en 1999 lui garantit un rendement sûr.

### Le PER

**Figure 52**



La distinction relevée au niveau du taux de marge n'a plus lieu d'être lorsqu'on évalue le PER des quatre distributeurs. Les quatre PER évoluent concomitamment entre 10 et 20. La valorisation des distributeurs par le marché est homogène. Ces derniers apparaissent comme des firmes dont le potentiel est relativement modeste.

## Conclusion

La recherche de rentes est le principal moteur des restructurations industrielles. L'intégration horizontale permet d'acquérir une taille suffisante pour exercer un pouvoir de marché générateur de rente de monopole. L'intégration verticale permet l'appropriation de rentes différentielles. Plus précisément, elle permet d'accroître l'efficacité technologique, de réduire les coûts de transaction, de corriger les imperfections du marché telles que les externalités ou les interventions publiques ou au contraire de se soustraire à la concurrence en permettant notamment de discriminer par les prix ou d'empêcher l'entrée de concurrents.

L'analyse des restructurations générées par le processus de déréglementation de l'industrie gazière américaine nous a permis de dresser un premier bilan des stratégies retenues par les opérateurs. Les transporteurs qui offraient autrefois un service incluant transport et fourniture sont contraints, depuis 1992, de séparer leur activité de négoce de celle du transport proprement dite. Pour la plupart, ils ont donc créé des filiales chargées des opérations d'achat et de revente (cf. Figure 3), filiales qui aujourd'hui jouent un rôle central dans l'industrie gazière américaine (cf. Tableau 3). La concurrence sur ce segment est très vive, d'autant plus que les distributeurs cherchent à s'intégrer vers cette activité ainsi que les producteurs. L'érosion des marges provoquée par cette concurrence pousse les négociants à s'intégrer horizontalement. Au niveau du transport, il apparaît que l'ouverture de l'accès des tiers au réseau incite les gazoducs à développer leurs réseaux par des opérations de fusions-acquisitions. En outre, il apparaît que l'activité de transport dont les tarifs sont réglementés présente un rendement supérieur à celui du négoce (cf. **Tableau 4**).

Cette activité est également la cible des distributeurs locaux qui sont les principaux acquéreurs de capacité de transport. Parmi les déterminants à l'intégration verticale vers l'amont relevés dans le premier chapitre, deux paraissent pouvoir s'appliquer à la stratégie mise en place par certaines compagnies de distribution locales. L'intégration d'un transporteur est un moyen de se garantir l'accès à la capacité de transport nécessaire à la fourniture du gaz aux utilisateurs finals. D'autre part, en intégrant un transporteur, les distributeurs ont la possibilité de mettre en place une

stratégie de forclusion amont. Cependant, cette possibilité est limitée par le contrôle du régulateur fédéral sur les conditions d'accès au réseau.

Les transporteurs comme les distributeurs participent à la convergence du gaz et de l'électricité. En effet, les transporteurs interviennent de plus en plus sur le marché de gros de l'électricité (cf. Tableau 5). Cette diversification vers l'électricité passe généralement par l'acquisition de capacités de production comme nous avons pu le constater au cours de l'analyse des stratégies de 5 transporteurs américains de premier plan.

Afin d'apprécier les conséquences des stratégies d'intégration horizontale et verticale menées au niveau du transport, nous avons étudié dans un second chapitre l'évolution des performances de neuf compagnies impliquées dans l'industrie gazière par leurs filiales. Parmi les indicateurs de performance généralement utilisés, nous en avons retenu trois: le taux de marge, le rendement de l'action et le multiple de capitalisation (PER).

Parmi les transporteurs étudiés, Enron et El Paso apparaissent comme les firmes les plus actives en matière de fusions-acquisitions. Bien que le transport n'ait contribué à son chiffre d'affaires de 1999 qu'à hauteur de 15%, El Paso est aujourd'hui le premier réseau de gazoducs américain après le rachat de Coastal en 2000. Il est difficile d'évaluer l'impact d'une opération de fusion-acquisition en particulier sur le titre d'El Paso tant elles sont nombreuses. Le cours de l'action n'a pas cessé de croître depuis 1991 et son rendement s'est envolé en 2000 en dépit d'un taux de marge en baisse et d'un résultat net négatif en 1999 (cf. Figure 8). Enron est dans le même cas de figure qu'El Paso. Son taux de marge, le plus bas de l'échantillon, est en légère décroissance depuis 1992 alors que le cours de l'action et son rendement sont en très forte croissance (cf. Figure 23).

Les deux transporteurs canadiens étudiés, Transcanada et Westcoast affichent une plus forte corrélation entre l'évolution du cours boursier et celle du taux de marge nette (cf. Figure 15 et Figure 19) . Pour ces deux compagnies, le nombre d'opérations de fusions-acquisitions est nettement plus restreint que pour les deux firmes précédentes, il est donc plus aisé d'évaluer l'impact de ces opérations sur les indicateurs. Il apparaît notamment que le rendement normalisé de l'action de ces deux firmes a tendance à s'élever un an avant une opération de fusion-acquisition. Ceci peut s'expliquer par le fait que, si les opérations de fusions se sont réalisées par un échange d'actions, il est préférable pour la firme acheteuse que l'opération intervienne lorsque son action est au plus haut.



Le contraste entre les firmes canadiennes d'une part et Enron ou El Paso d'autre part conduit à s'interroger sur les stratégies mises en œuvre par ces dernières. En effet, la multiplication des opérations de fusions-acquisitions ne leur a pas permis d'améliorer leurs performances tout en bénéficiant d'une hausse continue du cours de leur action. A l'opposé, le cours des actions des transporteurs canadiens reste fortement corrélé avec leurs résultats. Dès lors, les fusions-acquisitions réalisées par Enron et El Paso répondent à une logique financière : en accroissant leur taille même au détriment de leur efficacité industrielle et commerciale, ces firmes voient leur action décoller.

Les quatre *utilities* étudiées ont tenté de renforcer leur présence dans l'industrie électrique en acquérant des capacités de production et de remonter vers l'aval gazier en rachetant des gazoducs. Dans le cas PG&E, le plus important distributeur de l'échantillon, les opérations de fusions-acquisitions menées en 1996 et 1997 n'ont pas enrayeré la chute du taux de marge (cf. Figure 51). De la même façon, le rachat de Noram par Reliant en 1997 coïncide avec la chute du taux de marge de la firme. Cependant, dans ce dernier cas, au contraire de ce qui s'est produit pour PG&E, la décroissance du taux de marge n'a pas trouvé d'échos dans l'évolution de l'action. Au contraire, le rendement du titre Reliant est en forte augmentation entre 1999 et 2000 (cf. Figure 30) alors que le cours de PG&E chute avec le taux de marge nette (cf. Figure 36). En ce qui concerne CMS et MCN, les résultats boursiers comme les taux de marge sont relativement constants, sauf en 2000 où le cours et le rendement du titre CMS ont chuté significativement. Reliant semble donc être la seule compagnie de distribution dont les opérations de fusions-acquisitions peuvent répondre à une logique financière dans la mesure où le cours et le rendement du titre sont déconnectés des performances industrielles et commerciales.

La logique industrielle sous-jacente aux opérations menées par les firmes dont l'activité première est le transport de gaz naturel est évidente. Les gazoducs cherchent à étendre géographiquement leur zone d'influence en rachetant d'autres gazoducs. Au niveau du négoce, l'objectif de ces mêmes firmes est d'accroître leur taille pour se soustraire à la concurrence qui caractérise cette activité. Les *utilities* chargées de la distribution locale de gaz et d'électricité mettent en œuvre une stratégie industrielle qui consiste à remonter vers l'amont en intégrant des firmes au niveau du transport et du négoce. Cependant, les opérations de fusions-acquisitions peuvent, pour certaines firmes, également répondre à une logique financière dans la mesure où elles coïncident avec une déconnexion des performances boursières et des résultats industriels.

Le manque de recul par rapport aux opérations envisagées dans cette étude rend ces résultats fragiles. Ils mériteraient d'être consolidés par une analyse à plus long terme des performances des

entreprises. Une étude économétrique sur un échantillon plus large permettrait également d'apprécier plus profondément les impacts des restructurations gazières.

## Bibliographie

Agence Internationale de l'Energie (AIE), 1995, « The IEA Natural Gas Security Study », OCDE, Paris.

ARROW K.J., 1975, « *Vertical integration and communication* », Bell Journal of Economics, 6, pp. 173-183

BACON S.W., SHIN T.S., MURPHY N.B., 1997, « *Horizontal merger effects on financial and operating performance : a profit analysis of rural electric utilities* », Journal of Energy Finance and development, vol.2, n°2, pp. 213-227

BRILLET J.L., 1994, « Modélisation économétrique : principes et techniques », Economica

CARLTON D.W. et PERLOFF J.M., « Economie Industrielle », 1998, De Boeck Université

CHEGROUCHE L., 1994, « La dynamique de l'industrie gazière en Europe de l'Ouest », Thèse de doctorat de Sciences Economiques sous la direction de J.-M. Chevalier, Université de Paris XIII, 307 pages.

CHEUNG S.N.S., 1983, « *The contractual nature of the firm* », Journal of Law and Economics, 26, pp. 1-21

CHEVALIER J.M. (ed.), 2000, « L'économie industrielle des stratégies d'entreprises », Montchrestien

COASE R.H., 1937, « *The nature of the firm* », Economica, n.s.4, pp.386-405

COBBAUT R., 1997, « Théorie Financière », Economica

CROCKER K.J., 1983, « *Vertical Integration and the strategic use of private information* », Bell Journal of Economics, 14, pp.236-248

DAVID L., 2000, « La restructuration des industries gazières américaine et britannique : la réglementation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs », Thèse pour le Doctorat ès Sciences Economiques, Université Montpellier I

Energy Information Administration (EIA), 1995, « Natural Gas 1994: Issues and Trends, Office of Oil & Gas », US Department of Energy (DOE)

Energy Information Administration (EIA), 1996, « Historical Natural Gas Annual 1930 through 1995 », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (DOE)

Energy Information Administration (EIA), 1996, « Natural Gas 1995: Issues and Trends », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (DOE)

Energy Information Administration (EIA), 1997, « Annual Energy Outlook 1997 With Projections to 2015 », <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo97/homepage.html> (extrait de ce site le 14 mai 1997)

Energy Information Administration (EIA), 1997, « Natural Gas 1996: Issues and Trends », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE)

Energy Information Administration (EIA), 1999, « Natural Gas 1998: Issues and Trends », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE)

Energy Information Administration (EIA), 2000, « Retail Unbundling », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE)

GOURIEROUX C., MONFORT A., 1995, « Séries temporelles et modèles dynamiques », *Economica*

GROSSMAN S.J. et HART O.D., 1986, « *The costs and benefits of ownership : a theory of vertical and lateral integration* », *Journal Of Political Economy*, vol.94, n°4

HART O.D., 1995, « Firms contracts and financial structure », Oxford, Clarendon Press

JACQUEMIN A. et SLADE M. E., 1989, « *Cartels, Collusion and Horizontal Merger* », *Handbook of Industrial Organisation*, SCHMALENSEE R. et WILLIG R.D. ed., vol. I, pp 417-473

JACQUEMIN A., « *Horizontal Concentration and European Merger Policy* », *European Economic Review*, 34, Mai, 539-50

KLEIN B., CRAWFORD R.G., ALCHIAN A.A., 1978, « *Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process* », *Journal of Law and Economics*, 21, pp.297-326

Mc LAUGHLIN R., MEHRAN H., 1995, « *Regulation and the market for corporate control : hostile tender offers for electric and gas utilities* », *The Journal of Regulatory Economics*, n°8, pp. 181-204

MERITET S., 2000, « *La convergence des industries de l'électricité et du gaz naturel : les fusions-acquisitions aux États-Unis* », Thèse pour le Doctorat ès Sciences Economiques, Université Paris IX Dauphine

MILGROM P. et ROBERTS J., 1992, « *The boundaries and the structure of the firm* », *Economics, Organisation and Management*, Prentice Hall Englewood Cliffs, pp 538-581

ORDOVER J. et SALONER G., 1987, « *Predation, Monopolization, and antitrust* », *Handbook of Industrial Organisation*, SCHMALENSEE R. et WILLIG R.D. ed.

PERCEBOIS J. 1994 : « *Limits of deregulation in the natural gas industry : the european case* », *Energy Studies Review*, Vol. 6, N°3, pp.237-247

PERCEBOIS J. 1997 : « *La déréglementation du secteur gazier en Europe (UE) : leçons et perspectives* », *Revue de l'Energie*, N°486, pp. 256-270

PERRY M.K., 1989, « *Vertical Integration : déterminants and effects* », *Handbook of Industrial Organisation*, SCHMALENSEE R. et WILLIG R.D. ed., vol. I, pp 185-255

RAVENSCRAFT D. J., SCHERER F.M., 1987, « *Mergers, Sells-off and Economic Efficiency* », *Washington Brookings*

RUTLEDGE I., WRIGHT P., 1998, « *Natural Gas Companies Worldwide Competition and Performance Indicators* », vol. 4, SERIS, 1998

RUTLEDGE I., WRIGHT P., 1999, « *Natural Gas Companies Worldwide Competition and Performance Indicators* », vol. 5, SERIS, 1999

RUTLEDGE I., WRIGHT P., 2000a, « *The impact of gas market liberalisation on corporate structure in North America* », *Financial Times, Energy Briefings*, février 2000

RUTLEDGE I., WRIGHT P., 2000b, « *Corporate Realignments in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union?* », *Cahier de Recherche du Creden*, avril 2000

SCHERER F.M. et ROSS D. , 1996, « Industrial Market Structure and Market Performance », Boston : Houghton Mifflin.

STIGLER G. J., « *Monopoly and Oligopoly by Merger* », American Economic Review, XL (2), may, 23-34

VICKERS J. 1995 : « *Competition and regulation in vertically related markets* », Review of Economic Studies, 62, pp. 1-17.

WILLIAMSON O.E., 1985, « *The Vertical Integration of Production : Market Failure Considerations* », American Economic Review, LXI (2), mai, 112-23.

WILLIAMSON O.E., 1989, *The economic institutions of capitalism*, New York : Free Press

WILLIAMSON O.E., 1989, « *Transaction Cost Economics* », Handbook of Industrial Organisation, SCHMALENSEE R. et WILLIG R.D. ed., vol. I, pp 135-182.

**CHAPITRE 1 LES FONDEMENTS ÉCONOMIQUES DES OPÉRATIONS DE FUSIONS-ACQUISITIONS ..... 5**

SECTION 1 LES STRATEGIES D’ENTREPRISE ET LA THEORIE ECONOMIQUE .....6

    1.1. *L’organisation industrielle et les stratégies d’entreprise*..... 6

    1.2. *La rente : lien entre structure industrielle et stratégie d’entreprise* ..... 7

    1.3. *L’intégration verticale*..... 7

        1.3.1. Définitions ..... 7

        1.3.2. Les formes d’intégration verticale..... 8

        1.3.3. Les déterminants de l’intégration verticale ..... 9

            1.3.3.a. L’efficacité technologique..... 9

            1.3.3.b. La réduction des coûts de transaction ..... 10

            1.3.3.c. Echapper aux imperfections du marché ..... 10

            1.3.3.d. Se soustraire à la concurrence ..... 13

SECTION 2 LES FUSIONS ACQUISITIONS DANS LE SECTEUR GAZIER AMERICAIN ..... 16

    2.1. *Historique du mouvement*..... 16

        2.1.1. L’ouverture des marchés : le décret 636..... 16

        2.1.2. L’évolution du marché gazier américain ..... 19

    2.2. *Les stratégies mises en œuvre sur les différents segments de l’industrie gazière américaine* ..... 20

        2.2.1. En amont ..... 20

        2.2.2. Au niveau du transport ..... 22

            2.2.2.a. La réorganisation des activités de transports..... 22

            2.2.2.b. L’intégration horizontale..... 23

            2.2.2.c. L’intégration verticale vers l’aval ..... 24

        2.2.3. Les négociants ..... 25

            2.2.3.a. L’intégration horizontale..... 25

            2.2.3.b. La différenciation de l’offre ..... 26

            2.2.3.c. La diversification vers l’électricité..... 27

        2.2.4. Les distributeurs ..... 28

            2.2.4.a. L’intégration horizontale..... 28

2.2.4.b. La diversification .....	28
<b>CHAPITRE 2 ANALYSE DE L'IMPACT DES FUSIONS ACQUISITIONS.....</b>	<b>30</b>
SECTION 1 OUTILS ET METHODOLOGIE PROPOSES PAR L'ECONOMIE INDUSTRIELLE.....	31
1.1. <i>La mesure du pouvoir de monopole</i> .....	31
1.1.1. Le taux de marge .....	31
1.1.2. Le taux de rendement des actions ou du capital .....	32
1.1.3. Le ratio q de Tobin .....	32
1.2. <i>L'évaluation des performances des entreprises</i> .....	32
1.2.1. L'évaluation des actifs financiers .....	33
1.2.2. L'analyse des performances de la firme .....	34
1.2.2.a. La rentabilité avant la fusion .....	34
1.2.2.b. La rentabilité après fusion.....	35
2.1. <i>Les indicateurs</i> .....	37
2.1.1. Les taux de marge.....	37
2.1.2. Le cours de l'action et le taux de rendement normalisé .....	37
2.1.3. Le PER .....	38
2.2. <i>Les firmes retenues</i> .....	39
2.3. <i>Les sources de données</i> .....	39
SECTION 3 L'ANALYSE DES PERFORMANCES DE 5 TRANSPORTEURS ET 4 DISTRIBUTEURS GAZIERS AMERICAINS .....	40
3.1. <i>Les performances</i> .....	40
3.1.1. Les transporteurs .....	40
3.1.1.a. El Paso.....	40
3.1.1.b. Williams.....	44
3.1.1.c. Transcanada.....	47
3.1.1.d. Westcoast .....	50
3.1.1.e. Enron .....	53
3.1.2. Les distributeurs .....	56
3.1.2.a. CMS .....	56
3.1.2.b. Reliant.....	59
3.1.2.c. PG&E (Pacific Gas & Electric).....	62
3.1.2.d. MCN .....	65



4.1.1. Les transporteurs .....	69
4.1.1.a. Les indicateurs.....	69
4.1.1.b. Les ratios .....	71
4.1.2. Les distributeurs .....	74
4.1.2.a. Les indicateurs.....	74
4.1.2.b. Les ratios .....	76