

Nawel BENADJAOU

Ancienne doctorante à l'Institut Français du Pétrole (Ecole du Pétrole et des Moteurs, Centre Economie et Gestion)

Laboratoire de Recherche : ERMES, Université PANTHEON-ASSAS (Paris II)

Sujet de thèse

**Intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier
suite à la dérégulation des industries gazières et électriques :
Déterminants et moyens de mise en œuvre de cette stratégie**

Directeur : Pr. Laurent BENZONI (Université Panthéon-Assas - Paris II)

Responsable IFP : Dr Maxime SCHENCKERY (CEG, ENSPM, IFP)

Rapport de recherche

Période : octobre 2000 - septembre 2003

Plan du rapport

Chapitre introductif : Contexte, objet de la recherche et démarche suivie

- 0.1. La dérégulation des industries gazières et électriques : un processus qui se généralise
 - 0.1.1. Les caractéristiques des industries gazières et électriques
 - 0.1.2. La dérégulation des industries gazières et électriques : aperçu et quelques conséquences
- 0.2. Objet de notre recherche et démarche suivie
 - 0.2.1. Les mouvements d'intégration verticale et de diversification qu'ont connus les groupes pétroliers dans le passé : les groupes pétroliers sont des groupes fortement intégrés
 - 0.2.2. Le mouvement d'intégration verticale sur la chaîne gazière que connaissent actuellement les groupes pétroliers
 - 0.2.3. Objet de la recherche et démarche

Chapitre 1 : La diversification et l'intégration verticale dans les théories de la firme : définitions et déterminants

Introduction

- 1.1. La firme : Les théories de la firme et ses modes de développement
 - 1.1.1. Les théories de la firme : la théorie néoclassique et les théories modernes de la firme
 - 1.1.2. Les différents modes de développement d'une firme
- 1.2. La diversification : un mouvement stratégique incontournable pour la croissance de la firme
 - 1.2.1. Les différentes définitions de la diversification
 - 1.2.2. Typologies des logiques de diversification : l'intégration verticale comme cas particulier de la diversification
 - 1.2.3. La diversification liée : une diversification dans des métiers proches du métier de base
 - 1.2.4. Les raisons de la diversification : les économies d'envergure comme déterminant de base
 - Les synergies : l'origine de l'efficacité de la diversification
 - Les explications basées sur les économies d'envergure
 - Les explications en termes d'économies de transaction
 - Les explications en termes de diversification du risque

1.3. L'intégration verticale : un mouvement stratégique très suivi par les firmes

1.3.1. L'intégration verticale : un cas particulier de diversification

1.3.2. L'intégration verticale partielle : un élargissement de la notion d'intégration verticale

1.3.3. L'intégration verticale dans la distribution : un moyen stratégique pour assurer les débouchés

1.3.4. Les déterminants de l'intégration verticale : l'économie des coûts de transaction au centre des analyses

- Les explications s'appuyant sur les facteurs technologiques
- Les explications issues de la théorie des coûts de transaction
- Les explications basées sur les caractéristiques des marchés
- Les explications en termes de réduction du risque

Conclusion : Les principales analyses des déterminants de la diversification et de l'intégration verticale sont plus théoriques qu'empirique et sont axées sur des concepts et facteurs difficiles à opérationnaliser

Chapitre 2 : Les raisons de l'intégration verticale des majors pétroliers européens (MPE) dans l'aval gazier et l'électricité

Introduction

2.1. Les caractéristiques des groupes pétroliers internationaux

2.1.1. Des groupes internationalisés

2.1.2. Des groupes fortement intégrés

2.1.3. Les fusions des groupes pétroliers

2.2. Les principales raisons de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier et l'électricité

2.2.1. Les économies d'envergure obtenues à travers la diversification des activités

2.2.2. Les économies de coûts de transaction

2.2.3. La sécurisation des débouchés pour le gaz naturel

2.2.4. La réduction du risque grâce à la diversification des activités

2.2.5. Les avantages coûts par rapport à d'autres entrants qui engendrent des rentes

2.3. Synthèses des hypothèses sur les raisons de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier : tableau récapitulatif

Conclusion

Chapitre 3 : Les relations interentreprises dans les théories de la firme

Introduction

- 3.1. Les modes d'organisation intermédiaires : des alternatives au marché et à la firme
 - 3.1.1. Les modes d'organisation intermédiaires : Définition générale
 - 3.1.2. Les alliances stratégiques : un mode en expansion
 - 3.1.3. Les prises de participation : un autre type de relation interentreprises
- 3.2. Les relations interentreprises dans les théories de la firme
 - 3.2.1. Les relations interentreprises dans les théories des contrats
 - 3.2.2. Les relations interentreprises dans la théorie des coûts de transaction
 - 3.2.3. Les relations interentreprises dans la théorie des compétences
 - 3.2.4. Les relations interentreprises dans la théorie évolutionnistes
 - 3.2.5. Les relations interentreprises et les frontières de la firme
- 3.3. Les raisons du choix des modes d'organisation intermédiaires
 - 3.3.1. La recherche de nouveaux marchés et de nouveaux clients
 - 3.3.2. La réduction du risque lié à une nouvelle activité
 - 3.3.3. L'économie des coûts de transaction
 - 3.3.4. Faciliter les négociations avec les autorités locales en cas d'opérations internationales

Conclusion

Chapitre 4 : Les moyens de mise en œuvre de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier

Introduction

- 4.1. Organisation des activités aval gazières et électriques des MPE
- 4.2. Les principaux modes d'organisation utilisés par les MPE dans l'aval gazier
- 4.3. Les principales raisons du choix des groupes pétroliers des modes d'organisation intermédiaires pour leur intégration dans l'aval gazier
 - 4.3.1. Assurer un portefeuille de clients dans des industries de réseau
 - 4.3.2. Réduire le risque lié à une nouvelle activité
 - 4.3.3. Economiser les coûts de transaction
 - 4.3.4. Faciliter les négociations avec les autorités locales
- 4.4. Synthèse des hypothèses sur les moyens de mise en œuvre de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier : Tableau récapitulatif

Conclusion

Chapitre 5 : Synthèse des analyses des déterminants de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité et des moyens organisationnels utilisés pour mettre en œuvre ce mouvement stratégique

- 5.1. Analyse des raisons de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité : contribution à l'analyse de l'intégration des grands pétroliers
- 5.2. Analyse des raisons du choix par les groupes pétroliers de l'intégration verticale partielle comme moyen d'entrer dans les nouveaux segments : contribution à l'analyse des relations interentreprises dans des secteurs distincts

Conclusion générale et perspective de recherches futures

Références bibliographiques

Annexes

Annexe 1 : Réserves et productions gazières des MPE

Annexe 2 : Les positions gazières et électriques des MPE

Annexe 3 : Les techniques de production d'électricité à partir du gaz naturel

Annexe 4 : Comparaison entre les coûts de transport du pétrole et ceux du gaz naturel

Annexe 5 : Synthèse des théories de la firme : Approches et auteurs

Chapitre introductif :

Contexte, objet de la recherche et démarche suivie

Ce chapitre, comme son titre l'indique, a pour objectif la présentation du contexte et objet de notre problématique ainsi que la démarche suivie pour y apporter des éléments de réponse. Notre recherche traite du mouvement d'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité.

Nous commençons par présenter le contexte dans lequel ces groupes ont développé ce mouvement et les circonstances qui leur ont facilité la mise en œuvre de leurs décisions.

Ce contexte peut se résumer en la dérégulation des industries gazières et électriques et à l'essor des nouvelles techniques de production d'électricité à partir du gaz naturel.

La dérégulation des industries gazières et électriques a permis l'entrée de nouveaux acteurs, autres que les gaziers et électriciens, dans des segments qui étaient auparavant non concurrentiels. Les groupes pétroliers, étant des producteurs de gaz naturel, ont trouvé donc des opportunités nouvelles pour s'intégrer sur la chaîne gazière. Cette intégration consiste principalement en l'entrée dans les segments de la vente directe du gaz et parfois de l'électricité et de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

Cette filière de production électrique a fortement bénéficié des progrès technologiques, notamment avec l'apparition de la cogénération et du cycle combiné au gaz.

Ces techniques ont connu un essor important suites à la dérégulation des industries électriques, car ce sont là des moyens de production décentralisée d'électricité qui ont largement été développés par les producteurs indépendants.

La dérégulation des industries gazières et électriques et l'essor de nouvelles techniques de production d'électricité à partir du gaz naturel sont les principaux facteurs qui ont permis et facilité l'intégration verticale des groupes pétroliers sur la chaîne gazière.

Après la présentation du contexte, nous présentons l'objet de notre recherche et la démarche suivie pour répondre aux questions posées.

0.1. La dérégulation des industries gazières et électriques : un processus qui se généralise

Avant de présenter ce processus, nous rappelons les caractéristiques des industries en question.

0.1.1. Les caractéristiques des industries gazières et électriques

Les industries gazières et électriques, comme toute industrie de réseau, sont historiquement composées de trois segments : la production, le transport et la distribution. L'ouverture à la concurrence des marchés électriques a permis de développer un quatrième métier : le trading comme le montrent les figures ci-dessous.

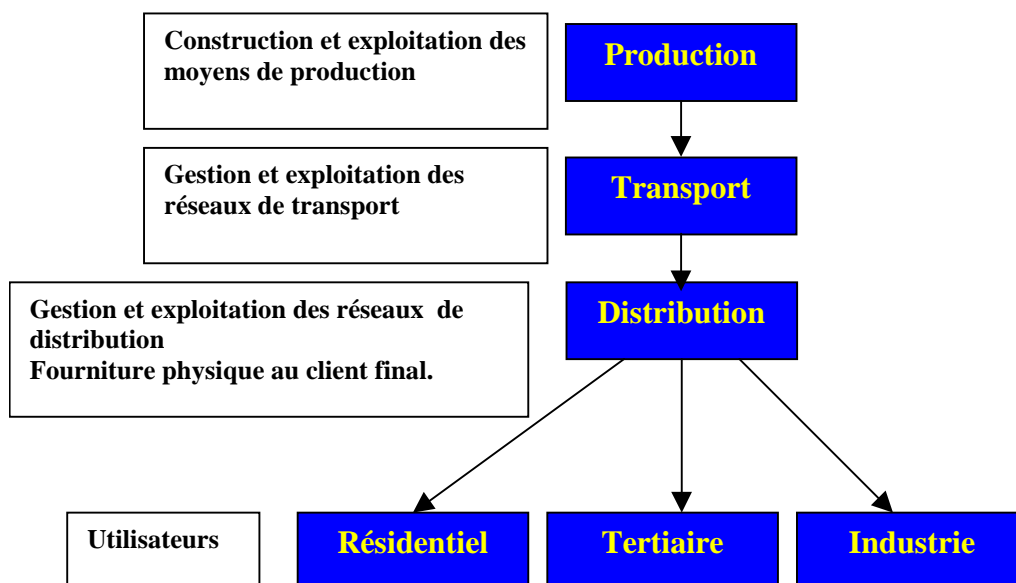


Figure 0-1 : La chaîne gazière ou électrique (ancien modèle)

L'ancien modèle est caractérisé par une intégration de la production à la distribution aux clients finals.

Quant au modèle actuel, il est apparu suite à la dérégulation des industries gazières et électriques. Il est caractérisé par l'ouverture à la concurrence des segments de production¹ et de fourniture et par l'apparition du segment trading.

¹ Pour l'électricité car pour le gaz naturel, la production est ouverte à la concurrence depuis longtemps

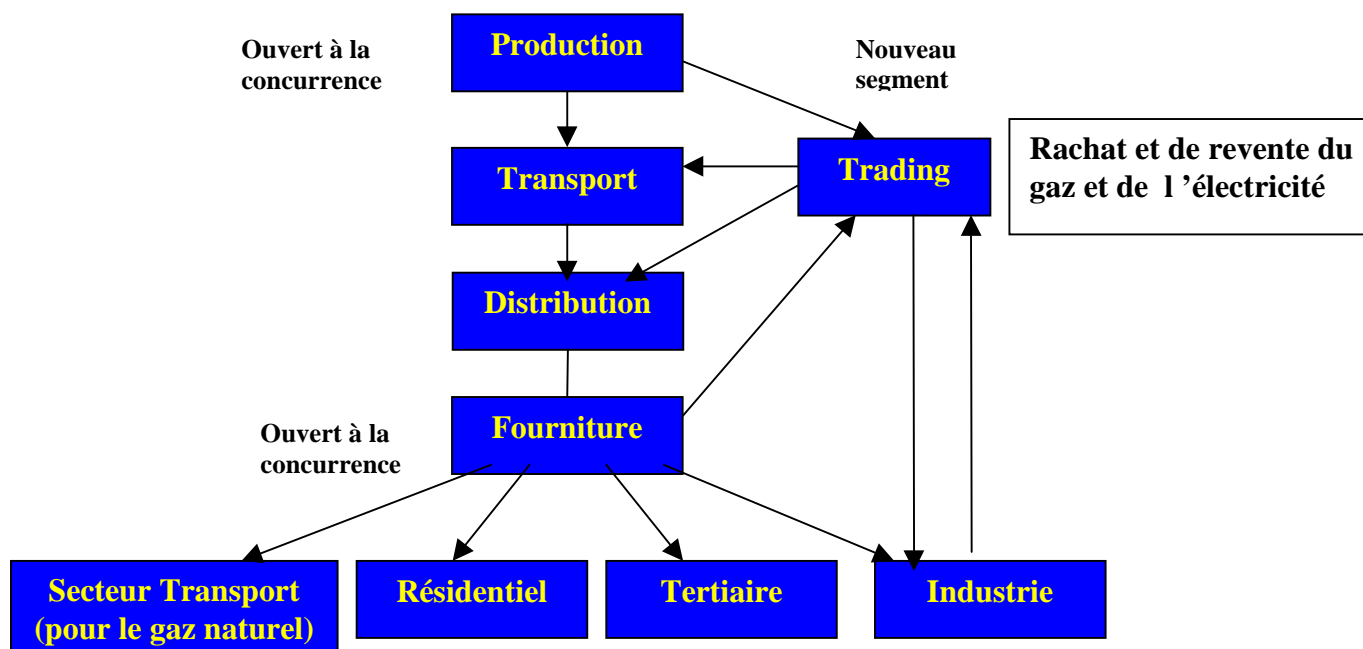


Figure 0-2 : La chaîne gazière ou électrique (modèle actuel)

Les différents segments gaziers et électriques

L'exploration-production gazière est le segment le plus risqué de la chaîne gazière du fait principalement de l'incertitude inhérente à l'activité d'exploration et de la volatilité des prix du brut et donc du gaz naturel puisque le prix de celui-ci reste, dans la plupart des contrats, indexé au prix du brut. De plus, ce segment est très capitalistique (les investissements requis sont très lourds) et requiert des débouchés sûrs avant le lancement des opérations.

Cependant, l'amont gazier permet aux groupes pétroliers de disposer d'une ressource qui connaît actuellement une expansion notable. De plus, ce segment est à l'origine des bénéfices de ces groupes et permet à ceux-ci de dégager une rente différentielle.

Le segment de transport est caractérisé par des investissements très importants qui entraînent des marges faibles. L'investissement correspondant au transport est cependant très peu risqué puisqu'il s'agit d'installations dont la technologie est maîtrisée et dont l'utilisation est assurée puisqu'elles sont construites pour un besoin particulier qui est l'acheminement du gaz produit. Ce segment constitue un moyen d'atteindre les clients est donc d'assurer des débouchés pour le gaz.

Le trading, de part la nature des opérations qui y sont faites, est un segment très risqué. De plus, dans le cas où des échanges physiques auraient lieu, il y a un risque que les contrats ne puissent pas être honorés du fait d'une rupture d'approvisionnement. Ce segment est toutefois caractérisé par de nombreux avantages. Il offre une certaine flexibilité dans les approvisionnements à cause de la flexibilité et de la diversité des contrats dans ce segment qui ne présente en plus quasiment aucune barrière à l'entrée car la concurrence y est la règle du jeu et les investissements d'entrée sont faibles. De plus, les gains que peut offrir ce segment peuvent être très élevés grâce aux mécanismes des marchés spot.

Enfin, la distribution (aux industriels et aux clients domestiques) est un segment qui souffre d'un nombre d'inconvénients mais qui sont souvent compensés par les avantages qu'il offre.

Ce segment requiert, tout comme le transport, des investissements très lourds et est très dépendant de l'amont gazier qui lui, comme nous l'avons signalé ci-dessus, est risqué. Ce qui pose le plus de problème à ce segment est la concurrence des autres énergies (électricité, fioul, etc.). Cependant, la distribution étant un segment qui touche le client final, elle représente pour les groupes pétroliers un moyen de se constituer une base de clients pour les autres produits autres que le gaz naturel (par exemple l'électricité s'ils font la vente de l'électricité). Contrairement à ce que nous pouvons croire, la distribution offre des marges confortables (spécialement lorsque les installations de distribution sont amorties). Enfin, la distribution (comme la production d'électricité à partir du gaz naturel) représente le maillon clé de la convergence gaz/électricité du fait de la similitude des formes de vente des deux énergies, notamment les compétences communes qui peuvent être utilisées à la fois pour vendre le gaz et l'électricité.

Les différents segments de la chaîne électrique, à l'instar des segments gaziers, ont des intérêts et des limites. La production est caractérisée par un besoin en investissement important. Et comme les coûts des centrales thermiques dépendent en grande partie de ceux du combustible (gaz, fioul lourd), la volatilité du cours du brut et de celui du gaz affecte la rentabilité de ces centrales. De plus, ce segment souffre de présence de surcapacités dans certaines zones comme en Europe et dans certains Etats américains.

Cependant, malgré la volatilité du prix du combustible, les coûts de production sont maîtrisés du fait en partie, de la maîtrise des technologies et des risques industriels. Ce segment offre donc des rentes différentielles pour les producteurs d'électricité et des bénéfices importants.

Le transport est lui aussi caractérisé par des investissements lourds, ce qui rend relativement faibles les marges offertes par ce segment qui reste un monopole naturel et est donc jusqu'à présent régulé. Le transport constitue toutefois une activité peu risquée et offre des rentes de monopole.

Le segment trading de l'électricité est, comme tout segment de trading, caractérisé par un risque financier important et un risque sur les approvisionnements non négligeable. De plus, pour un électricien, ce segment requiert un savoir-faire éloigné de son métier de base.

Toutefois, le trading nécessite un investissement très faible et constitue une alternative pour un approvisionnement en électricité et donc améliore la flexibilité de la filière électrique et élargit l'offre commerciale. De plus, les instruments utilisés dans le trading permettent la couverture du risque lié au prix de l'électricité.

Enfin la distribution qui offre des marges faibles du fait de l'importance des investissements de production et de transport et dépend des approvisionnements de l'amont. Cependant, la distribution permet un accès direct aux clients finals et une connaissance de leurs besoins, ce qui favorise le développement d'un portefeuille de clients pour lequel il est possible d'offrir d'autres services.

0.1.2. La dérégulation des industries gazières et électriques : aperçu et quelques conséquences

Pendant plusieurs décennies, les industries de réseau ont évolué dans un univers économique et industriel non concurrentiel. Ceci a entraîné la création d'entreprises publiques verticalement intégrées avec des modèles d'organisation monopolistiques.

Depuis une vingtaine d'années, nous constatons une remise en cause du monopole naturel verticalement intégré comme la forme la plus efficace d'organisation des de réseau.

Il s'agit d'un processus presque généralisé de dé-intégration verticale et d'introduction de la concurrence. Désormais, le statut public est considéré comme étant une source d'inefficacité. Ainsi, de nouvelles structures d'organisation caractérisées par différents degrés d'intégration entre les maillons de ces industries ont émergé. Elles sont supposées améliorer l'efficacité par le biais de l'introduction de pratiques concurrentielles et de la participation privée.

Plusieurs facteurs sont évoqués pour expliquer cette mutation organisationnelle, parmi les plus importants :

- L'efficacité insuffisante des entreprises publiques qui était généralement attribuée au poids de la tutelle étatique et aux conflits qu'elle engendre. Les surcoûts entraînés par les politiques sociales de l'Etat (des sureffectifs, des subventions publiques, etc.) n'étaient pas compatibles avec une allocation efficace des ressources. En effet, l'absence de concurrence n'incite pas les entreprises publiques à fournir d'effort dans la gestion de leurs activités, ce qui engendre généralement des résultats déficitaires.
- Les contraintes financières : le ralentissement de leur croissance, la montée de leur endettement et de leur déficit budgétaire font que les Etats se trouvent dans l'impossibilité de faire face aux besoins de financement des entreprises publiques.
- Le progrès technique réalisé dans les technologies de génération d'électricité mettant en question le concept de monopole naturel dans la production de l'électricité.

La remise en cause des monopoles naturels s'est faite à travers la privatisation des compagnies étatiques et le processus de dérégulation des industries en question.

La privatisation a constitué une réponse à un double problème. D'une part, elle est considérée comme une solution à la mauvaise gestion des entreprises publiques et d'autre part, elle permet aux Etats de se procurer des ressources supplémentaires et apporte aux entreprises des financements privés.

Le processus de dérégulation, quant à lui, a pour objectif de libéraliser les différents segments où la concurrence est possible tout en protégeant les consommateurs captifs. Il s'agit d'introduire davantage de concurrence en introduisant en plus de la compétition entre les produits, une compétition entre les acteurs des différents segments. Ces processus de libéralisation ne conduisent pas forcément à une privatisation des monopoles publics.

La dérégulation vise donc à distinguer les différents "maillons de la chaîne technique", à ouvrir à la concurrence ceux qui ne présentent pas d'économies d'échelle et à mettre en place une régulation efficace sur les segments encore considérés comme des monopoles naturels, essentiellement les réseaux de transport et de distribution.

Cette ouverture à la concurrence des segments se traduit par l'autorisation d'une partie des clients à choisir le fournisseur de leur choix.

Ce choix est rendu possible à partir d'un certain seuil de consommation (seuil d'éligibilité) qui est fixé relativement à la consommation annuelle. Les clients qui ont le choix de leurs approvisionnements sont dits éligibles.

Nous abordons ci-dessous la dérégulation des industries gazières et électriques en commençant par donner un aperçu de ce changement. Ces paragraphes décrivent le contexte institutionnel dans lequel les groupes pétroliers se sont intégrés verticalement dans l'aval gazier et l'électricité à partir du gaz naturel.

Le processus de dérégulation des industries gazières et électriques a commencé aux Etats-Unis dans les années 1930 pour l'électricité et les années 1980 pour le gaz.

En 1935 le congrès vote le *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA) pour réagir contre les pratiques jugées monopolistiques et la constitution de grands holdings. Plusieurs autres lois ont été votées ensuite pour pallier les insuffisances de la PUHCA.

Pour ce qui des industries de gaz, c'est en 1985 que la FERC impose par le Décret 436² aux transporteurs de transporter le gaz pour le compte de tiers sous certaines conditions et moyennant une rémunération.

D'autres décrets sont venus modifier le Décret 436 pour introduire d'autres mesures qui sont à l'origine de l'ouverture effective à la concurrence des marchés gaziers.

Ce mouvement de dérégulation a ensuite touché la Grande Bretagne.

La première loi à l'origine de la dérégulation des industries gazières dans ce pays remonte à 1986.

Mais c'est seulement en 1997 que British Gas décide de créer une filiale indépendante de trading : Centrica et que Transco introduit un contrat-type appelé *Network Code* qui précise toutes les conditions d'accès au réseau, ainsi que les modalités de répartition. En 1999, Transco a été juridiquement séparée de la direction Exploration-Production de British Gas.

Le processus de privatisation du secteur électrique dans le pays a été amorcé en 1990. Les activités de production, de transport, de commercialisation et de distribution ont été depuis séparées.

Les industries gazières et électriques européens, à l'image de celle des Etats-Unis et de la Grande Bretagne, se sont engagées dans un processus de changements institutionnels à travers des directives européennes qui instituent les marchés intérieurs du gaz et de l'électricité. Ces directives ont pour objectif d'inciter chaque pays européen à redéfinir un nouveau cadre opérationnel pour la production, le transport et la distribution du gaz et de l'électricité et à choisir parmi différents modèles de réformes possibles.

L'ouverture des marchés électriques et gaziers intérieurs des Etats de l'union européenne relève de deux directives :

- La directive sur le marché intérieur de l'électricité du 19 décembre 1996.
- La directive sur le marché intérieur du gaz du 11 mai 1998.

La première directive devait être transposée dans les droits nationaux avant le 19 février 1999 et la seconde avant le 10 août 2000.

Les marchés électriques et gaziers en Amérique Latine ont connu dans la plupart des cas des privatisations plutôt qu'une dérégulation.

De même qu'en Asie, plusieurs pays ont ou sont en train de privatiser leurs compagnies gazières et électriques et d'introduire la concurrence dans la commercialisation. De plus, la plupart des pays en Asie ont introduit un degré de concurrence dans la génération électrique en permettant l'entrée de producteurs indépendants d'électricité en charge des *Independent Power Projects* (IPPs)³ et qui vendent leur électricité aux *utilities* étatiques déjà établis.

² Le décret 436 concerne la "réglementation des canalisations de transport de gaz naturel après levée partielle du contrôle des prix à la production".

³ Les IPPs sont des projets de génération électrique destinée soit à la vente en gros à une compagnie électrique ou à la vente en détail aux industriels ou autres consommateurs. La conception des IPPs diffère selon la structure de leur propriété. Les structures de propriété des IPPs peuvent être de type BOO (*build, own, operate*), BOOT (*build, own, operate, transfer*) ou BLT (*build, lease, transfer*). Les IPPs sont une source d'une importante nouvelle capacité de génération électrique aux Etats-Unis et dans quelques pays européens, notamment en Grande Bretagne et au Portugal. Face à un déficit important en capacités et en énergie qu'ils ne peuvent régler à partir des

Parmi les conséquences de la dérégulation, nous nous intéresserons à l'essor des techniques, très performantes, de production d'électricité à partir du gaz naturel et à l'entrée des groupes pétroliers dans l'aval gazier et la production d'électricité. Nous présentons ces techniques car ce sont celles souvent utilisées par les groupes pétroliers pour produire l'électricité à partir du gaz naturel. Elles constituent de ce fait un moyen pour ces groupes d'optimiser leur entrée dans le segment en question.

La dérégulation des industries gazières et électriques a permis l'essor de techniques efficaces de production d'électricité, notamment à partir du gaz naturel.

En effet, suite au premier choc pétrolier en 1973, les coûts de production des centrales au fuel se sont considérablement dégradés. Ce choc a marqué la fin de l'ère du fuel abondant et bon marché et a révélé l'incapacité des centrales conventionnelles à faire face à ce type d'événement.

L'industrie électrique, pour sortir de l'impasse de ce choc pétrolier s'est vue, d'une part, accélérer les programmes nucléaires et d'autre part, substituer massivement le fuel par le charbon (dont le prix est resté bas).

Ces deux réponses se sont heurtées à la contestation nucléaire et à la contestation environnementale vis-à-vis de la combustion des fossiles dans les grandes installations thermiques.

Les nouvelles contraintes institutionnelles imposées au secteur électrique dans un environnement économique difficile depuis le premier choc pétrolier (surcapacités de production électrique, croissance faible de la demande électrique, taux d'intérêt élevés, volatilité des prix des combustibles) font donc plonger ce secteur dans une crise profonde et font apparaître l'inadaptation de la turbine à vapeur thermique et nucléaire au nouvel environnement socio-institutionnel et économique des industries électriques, ce qui a permis le développement des turbines à gaz qui constitue en plus un moyen de production décentralisée.

La dérégulation des industries gazières et électriques et progrès technologiques aidant, les techniques utilisant ces turbines, comme la cogénération et le cycle combiné au gaz ont un essor sans précédent. Ces techniques représentent pour les groupes pétroliers un moyen idéal pour entrer dans le segment de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

De plus, ce processus a entraîné un nouvel environnement concurrentiel dans des industries de monopole, créant ainsi des opportunités intéressantes pour les groupes pétroliers qui ont été amenés à reconsidérer leurs spécialités en intégrant des activités relativement proches de leur métier de base (relatif au gaz) comme ils l'ont déjà fait dans le pétrole.

Ceci nous amène à présenter l'objet de notre recherche.

0.2. Objet de notre recherche et démarche suivie

Les groupes pétroliers suivent actuellement un mouvement d'intégration verticale sur la chaîne gazière grâce à l'ouverture à la concurrence des marchés gaziers et électriques et à l'essor des techniques performantes de production d'électricité à partir du gaz naturel.

ressources publiques, plusieurs pays, incluant la Colombie, la Chine, le Guatemala, l'Inde, l'Indonésie, le Pakistan, et les Philippines, se sont tournés vers les investisseurs privés réalisant des IPPs afin d'étendre l'offre en électricité.

En effet, pour saisir les opportunités offertes par la dérégulation des industries gazières et électriques, les groupes pétroliers s'intègrent verticalement dans les segments de l'aval du gaz et dans l'électricité, principalement au moyen de prises de participation et d'alliances stratégiques avec les acteurs en place.

Avant de présenter l'objet de notre recherche et la démarche suivie, nous rappelons les caractéristiques de ces groupes pétroliers et le phénomène constaté dont il est question dans notre problématique.

0.2.1. Les mouvements d'intégration verticale et de diversification qu'ont connus les groupes pétroliers dans le passé : les groupes pétroliers sont des groupes fortement intégrés

L'industrie pétrolière est considérée comme l'industrie la plus intégrée car elle est composée de groupes industriels fortement intégrés verticalement.

Les groupes pétroliers étaient déjà intégrés avant les années 1970 (années des chocs pétroliers). En effet, ces groupes ont connu une croissance quasiment automatique au cours des années 1950 et 1960. Après ces années, ils ont suivi un mouvement de dé-intégration du fait principalement de la nationalisation du secteur pétrolier dans de nombreux pays producteurs et donc de la perte de sources d'hydrocarbures très importantes.

Pendant longtemps, ces groupes se sont intégrés verticalement dans le pétrole pour des motifs physiques, en suivant une logique industrielle (intégration verticale physique). Ensuite, ils ont opté pour un découplage⁴ de leurs activités. Ces groupes sont donc restés présents dans les différents segments pétroliers, mais suivant une logique non pas industrielle mais économique (intégration verticale économique), le lien physique entre les activités amont et les activités aval n'existant plus nécessairement.

C'est le cas par exemple des raffineries qui s'approvisionnent en brut sur les marchés extérieurs alors que le groupe lui-même produit du brut. Dans ce cas, il n'y a pas de lien physique entre la division Commercialisation du brut et la division Raffinage.

Les groupes pétroliers ont également suivi des mouvements de diversification, notamment dans les industries chimiques et pétrochimiques.

En effet, après le premier choc pétrolier, les groupes pétroliers ont tenté de s'implanter dans des activités jugées plus rentables, à moyen et long terme, que les opérations pétrolières.

D'après B. Bourgeois et F. Perrin (1987), 'l'effort de diversification suit fidèlement la courbe des prix du pétrole'.

Pour diverses raisons, la plupart des opérations de diversification de ces groupes ont échoué, ce qui a obligé certains d'entre eux à procéder à des cessions dans les années 1980 et de se concentrer à nouveau sur les métiers de base relatifs au pétrole.

Cette expérience n'a nullement empêché les groupes pétroliers de se diversifier à nouveau dans les années 1990 et même actuellement dans l'électricité.

⁴ C'est lorsque les différentes phases des activités sont opérées indépendamment les unes des autres (J.E. Treat, 1991)

0.2.2. Le mouvement d'intégration verticale sur la chaîne gazière que connaissent actuellement les groupes pétroliers

Comme la dérégulation des industries gazières et électriques permet l'entrée de nouveaux acteurs dans des segments qui étaient non concurrentielles, les groupes pétroliers ont voulu saisir ces opportunités qui leur permettent de s'intégrer en aval de la chaîne gazière⁵.

En effet, les groupes pétroliers tentent actuellement de suivre des mouvements d'intégration verticale et de diversification sur la chaîne gazière. Ces groupes tentent visiblement de renouveler l'expérience qu'ils ont faite dans le pétrole, ce qui nous laisse supposer que la chaîne gazière offre, comme la chaîne pétrolière, plus de valeur ajoutée dans l'aval.

Les groupes pétroliers ont commencé à entrer dans la production d'électricité à la fin des années 1980 en affichant l'objectif de mettre en valeur leur expérience en cogénération et de profiter des opportunités de création de valeur ajoutée.

Au départ, leur production électrique était destinée à leurs besoins internes, dans leurs raffineries et leurs sites pétrochimiques, notamment en brûlant les résidus lourds. Ensuite ils ont commencé à utiliser les techniques de cogénération et de cycle combiné au gaz juste après leur apparition. Actuellement, ces groupes procèdent à développements importants dans la production d'électricité à partir du gaz naturel en construisant seuls des centrales ou en partenariat, pour des besoins propres ou pour la vente sur le marché de gros.

D'un point théorique, les raisons de l'entrée de ces groupes dans l'aval gazier et l'électricité font appel aux travaux sur les déterminants de l'intégration verticale aval le long de la chaîne d'un produit. Ces déterminants font intervenir la recherche d'un pouvoir de marché, les problèmes d'information et d'incertitude, l'internalisation des effets externes, les transferts de risques entre activités, les facteurs technologiques, les économies de coûts, etc.

D'un point de vue pratique, les raisons qui peuvent inciter les groupes à s'intégrer dans l'aval gazier peuvent être diverses :

- Augmenter la stabilité des profits grâce à la diversification de leur portefeuille d'activités (réduction du risque) : les compagnies pétrolières cherchent à pallier le problème de la volatilité des cours du brut.
- Assurer les débouchés pour leur gaz : la production du gaz naturel dépend étroitement des infrastructures de transport et des débouchés possibles.
- Mieux valoriser leur production de gaz naturel : les marges réalisées dans l'aval gazier et l'électricité peuvent être plus importantes que celle relatives à la vente du gaz naturel aux gros clients.
- Mettre en valeur leur expérience dans les techniques du cycle combiné et de cogénération auxquelles les compagnies pétrolières ont eu recours pour produire l'électricité nécessaire à leurs besoins internes (raffinerie, sites pétrochimique, etc.) en ayant recours aux techniques de cycle combiné et de cogénération.
- Pouvoir arbitrer entre la commercialisation du gaz naturel et de l'électricité : cet arbitrage dépend des prix des deux énergies.
- Devenir une compagnie multiénergie, compétitive dans les principales industries énergétiques : pétrolière, gazière et électrique.

⁵ Nous nous intéressons à la vente directe du gaz aux industriels et à la production d'électricité à partir du gaz naturel

De plus, face à des marchés énergétiques de plus en plus complexes et mondialisés, l'intégration verticale dans les segments gaziers aval (vente directe de gaz naturel, production de l'électricité à partir du gaz naturel) pourrait être un moyen pour les groupes pétroliers d'acquiescer des avantages compétitifs par rapport à leurs concurrents.

Par ailleurs, comme le gaz naturel, de part l'augmentation de sa consommation mondiale, est considéré comme le combustible du futur, les groupes pétroliers veulent être présentes dans les segments clés de la chaîne gazière.

0.2.3. Objet de la recherche et démarche

La production du pétrole et du gaz, ainsi que le raffinage et la distribution des produits pétroliers sont restés les métiers de base de la plupart des groupes pétroliers. L'aval gazier et l'électricité ne représentent actuellement qu'une petite fraction de leurs activités.

Cette fraction est en augmentation et le phénomène prend de plus en plus de l'ampleur, ce qui nous amène à nous interroger sur les motifs de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité et sur les moyens qu'ils mettent en œuvre pour réussir cette intégration.

L'objet de notre recherche est d'apporter une contribution à l'analyse économique des mouvements l'intégration verticale des grands groupes pétroliers en donnant des éléments de réponse aux deux interrogations suivantes :

- 1- Pourquoi les groupes pétroliers s'intègrent-ils verticalement sur la chaîne gazière ?
- 2- Comment les groupes pétroliers procèdent-ils, en termes de moyens organisationnels utilisés, pour réussir ce mouvement d'intégration verticale ?

Pour répondre à ces questions, nous avons eu recours aux développements théorique et empirique sur les questions des déterminants de la décision de diversification et d'intégration verticale des firmes, ainsi que les déterminants du choix de certains modes d'organisation pour entrer dans de nouvelles activités.

Ces déterminants sont tout d'abord analysés et critiqués. Un essai de validation empirique est ensuite fait pour le cas de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité.

Pour ce faire, nous nous sommes intéressés aux activités de vente directe aux industriels de gaz et d'électricité et à celles de production d'électricité à partir du gaz naturel des majors pétroliers européens (MPE) : BP, Shell et Total⁶. A ce titre, nous avons effectué une étude factuelle des positions gazières et électriques de ces trois groupes.

Les déterminants tels qu'analysés dans la théorie ne sont pas facilement appliqués à notre cas empirique. Des ajustements sont alors apportés pour répondre au mieux à nos interrogations.

Plus précisément, pour répondre à ces interrogations, nous avons suivi la démarche suivante :

Tout d'abord, nous décrivons dans ce présent chapitre (chapitre introductif) le contexte et la problématique de notre recherche.

⁶ Le choix de ces trois groupes est justifié par le fait qu'il est plus simple à notre niveau d'obtenir les informations nécessaires pour notre analyse. De plus, la comparaison entre eux est possible car ils sont de tailles proches en termes de chiffres d'affaires

Nous traitons ensuite, dans le chapitre 1, des concepts théoriques auxquels notre cas empirique fait appel, tels qu'ils sont analysés dans certaines théories de la firme. Il s'agit des mouvements stratégiques de diversification et d'intégration verticale des firmes. Nous mettons l'accent dans ce chapitre sur les déterminants de ces mouvements.

Nous tentons de répondre à la première interrogation dans le chapitre 2. Pour ce faire, nous avons d'abord effectué étude factuelle sur les différentes activités dans les segments étudiés des majors pétroliers européens (MPE). Cette étude a consisté à recenser toutes les opérations gazières aval et électriques de ces groupes pétroliers dans le but de mesurer l'ampleur de l'intérêt de ces deniers pour les activités en question.

En effet, nous avons regardé d'une part, les positions amont gaz des trois groupes, à savoir leurs réserves et productions de gaz naturel, ainsi que leurs principaux actifs dans le transport du gaz (en gazoducs et sous forme de GNL) et d'autres part, leurs activités de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité (en mettant l'accent sur les intérêts qu'ils ont dans des compagnies gazières ou de services énergétiques) et dans la production d'électricité à partir du gaz naturel. Des récapitulatifs et synthèses des différents points développés dans cette étude font l'objet de l'annexe 2.

Les raisons les plus plausibles de l'intégration verticale de ces groupes pétroliers dans l'aval gazier sont ensuite analysées en nous basant sur les développements théoriques du chapitre 1.

Nous abordons ensuite la réponse à la seconde interrogation en nous intéressant aux modes d'organisation les plus utilisés par les groupes pétroliers mettre en œuvre leur mouvement d'intégration verticale sur la chaîne gazière, à savoir les associations au sens large. Ces modes d'organisation sont analysés d'un point de vue théorique dans le chapitre 3 où nous mettons l'accent sur les raisons du choix des firmes de ces modes organisationnels pour se diversifier et s'intégrer sur la chaîne d'un produit.

Dans le chapitre 4, nous tentons de répondre à la seconde interrogation, en analysant les raisons du choix des modes d'action coopératifs par les groupes pétroliers pour mettre en œuvre leurs stratégies d'intégration verticale dans l'aval gazier et l'électricité. Ceci est fait en s'appuyant sur les analyses théoriques présentées et commentées dans le chapitre 3.

Pour donner des éléments de réponses à la seconde interrogation, nous suivons la même démarche que celle suivie dans le traitement de la première interrogation. Les conclusions auxquelles nous aboutissons constituent une contribution à l'analyse des relations de coopérations entre firmes appartenant à des secteurs distincts.

Enfin dans le dernier chapitre (chapitre 5), nous donnons une synthèse des analyses faites dans les chapitres 2 et 4 en mettant l'accent sur notre contribution à l'analyse du comportement des grands groupes en général et à l'intégration verticale des groupes pétroliers en particulier.

A la fin, dans une conclusion générale, nous donnons quelques perspectives de recherches futures sur des sujets qui pourront compléter ou affiner notre travail.

Chapitre 1 :

La diversification et l'intégration verticale dans les théories de la firme : définitions et déterminants

Introduction

Ce chapitre traite des principaux concepts relatifs à notre problématique, à savoir la diversification et plus particulièrement l'intégration verticale.

Nous donnerons tout d'abord un aperçu des différents mouvements que peut suivre une firme pour se développer dans le but de situer les stratégies de diversification et d'intégration verticale.

Nous aborderons ensuite la diversification, en mettant l'accent sur les déterminants de la diversification liée.

Nous traiterons enfin des déterminants de l'intégration verticale tels qu'analysés dans la théorie néo-classique et les théories modernes de la firme.

L'intégration verticale est une décision qui concerne l'ensemble de l'organisation de la firme et qui modifie sa taille. Pour analyser le processus d'internalisation, il faut passer par l'analyse du processus de constitution et de la croissance de la firme.

Par conséquent, l'analyse des déterminants de la décision de diversification ou d'intégration verticale ne peut être réalisée sans une étude des conditions d'existence et de croissance de la firme.

1.1. La firme : Les théories de la firme et ses modes de développement

Dans la mesure où l'analyse de la diversification et de l'intégration verticale est conditionnée par l'analyse des déterminants de la frontière de la firme, nous avons étudié la notion de la firme. Ceci nous a amené à regarder les théories de la firme.

1.1.1. Les théories de la firme : la théorie néoclassique et les théories modernes de la firme

La théorie de la firme est considérée comme une partie d'une théorie générale des "institutions du capitalisme". Celle-ci se propose d'expliquer les raisons pour lesquelles se forment les différents types d'institutions économiques ou d'arrangements institutionnels.

Les principales théories de la firme sont récapitulées dans le tableau en annexe 5. Il permet de situer nos orientations théoriques quant à l'analyse des déterminants de l'intégration verticale.

La théorie néoclassique traditionnelle considère la firme comme une combinaison de facteurs de production pour obtenir un produit final destiné à la vente. La taille et les décisions d'intégration verticale de la firme sont déterminées à partir des courbes de coûts. La firme est envisagée donc comme une boîte noire dont nous ignorons les fonctions internes. Le producteur est conditionné par la recherche du maximum de sa fonction de préférence à variable unique qu'est le profit. En termes physiques, la fonction de production est la relation quantitative qui existe entre les facteurs de production et les biens produits par unité de temps.

En termes de coûts, la firme dans la théorie néo-classique est considérée comme une combinaison d'unités dans le but de bénéficier d'économie d'échelle et d'envergure (ou d'éventail).

En général, les économies d'échelle existent lorsque les coûts moyens de long terme diminuent avec l'accroissement de la production.

Y.Morvan (1976, 1991) distingue plusieurs types d'économies d'échelle :

- *Economies d'établissement* : elles lient les coûts techniques et la taille des unités techniques de production. Ces économies s'opposent aux "économies de firme" qui lient l'ensemble des coûts de la firme (coûts techniques, coûts financiers, etc.) et la taille des entités juridiques.
- *Economies intra-établissement* : elles sont définies comme les variations des coûts engendrées par la variation de la taille d'une unité. Ces économies s'opposent aux économies inter-établissements qui sont le rapport entre l'évolution des coûts et la multiplication des établissements.
- *Economies quantitatives* : elles sont le résultat d'une meilleure efficacité technique des opérations de production. Ces économies s'opposent aux économies qualitatives qui lient l'évolution des coûts à des facteurs non quantifiables (les compétences, le sens de l'organisation des dirigeants, le talent, etc.). Ces économies ne sont pas liées à la taille de la firme.

L'origine des économies d'échelle est de deux natures :

- Les économies monétaires : elles sont liées à la taille de la firme : le pouvoir contractuel ou de négociation de la firme se renforce avec l'accroissement de sa taille.
- Les économies d'échelle réelles : elles sont engendrées sans une modification déterminante des processus de production. Une production à pleine capacité peut pallier l'existence d'un surcoût de production relatif à l'indivisibilité de certains équipements. De plus, l'accumulation de l'expérience sur le processus de production est à l'origine de l'amélioration constante de la productivité qui est, à son tour, à l'origine d'une réduction des coûts de production.

Quant aux économies d'envergure, elles existent lorsque la production d'un bien réduit le coût de production d'un autre bien (cf. section sur la diversification).

A. Cotta (1977) définit l'organisation comme «un ensemble d'individus, reliés par des réseaux de communication, mêlant leurs activités pour atteindre un ou plusieurs objectifs, communs ou non, sous l'autorité d'un appareil de pouvoir»

La firme en tant qu'organisation peut se définir comme étant (J. Mac Guire, 1964) :

- Un modèle complexe de relations personnelles,
- Non soumise à l'hypothèse de rationalité stricte du comportement des agents,
- Guidée dans ses choix par l'objectif fondamental de survie.

Des travaux considérables ont permis l'émergence de nouvelles théories de la firme qui ont donné une nouvelle définition de la firme et de ses frontières. Ces développements ont permis de rendre compte de la diversité des types de contrôle dans les firmes.

Ces nouvelles théories de la firme ont été construites sur la base des anciennes théories en intégrant une analyse de l'organisation interne. Dans ce cadre, les deux principales nouvelles contributions dans l'analyse de la firme sont la théorie de l'agence et la théorie des coûts de transaction que nous détaillons ci-dessous.

La théorie de l'agence

La relation d'agence se définit comme un accord (ou contrat) selon lequel un (ou plusieurs) individu a recours aux services d'un autre (ou d'autres) individus pour accomplir en son nom une tâche donnée. Ceci est considéré comme une délégation de nature décisionnelle de la part d'un principal (donneur d'ordre) à l'agent (exécutant).

Un problème d'agence est souvent dû à l'imparfaite observabilité des efforts de l'agent, et à l'incertitude liée aux coûts d'établissement et d'exécution des accords entre le principal et l'agent.

La théorie de l'agence, principalement développée à travers les travaux de Jensen, Meckling et Fama, considère la firme comme un ensemble de relations contractuelles entre les agents qui y travaillent.

La firme constitue alors un "nœud de contrats" entre des partenaires négociant la valeur d'utilisation des droits de propriété qu'ils possèdent sur des ressources (Fama et Jensen, 1983).

Les deux principaux axes des développements de la théorie de l'agence sont :

1. La théorie positive de l'agence qui consiste en l'utilisation du cadre de raisonnement de la théorie de l'agence pour expliquer le comportement réel des organisations, notamment les entreprises privées. Ce courant de la théorie de l'agence est développé principalement par Jensen et Meckling (1978) et Jensen (1983).
2. La littérature sur les relations "principal-agent" concernant le partage optimal du risque entre les agents. Ce courant, qualifié de normatif, s'intéresse à l'établissement de contrats bilatéraux entre le principal et l'agent, lorsque :
 - l'agent a le choix de son comportement parmi plusieurs possibilités ;
 - l'action de l'agent affecte le bien-être des deux parties ; et
 - les actions entreprises par l'agent sont difficilement observables par le principal.

Ce courant est développé principalement par Holmstrom (1979), Grossman & Hart (1983).

La notion de contrat est le point théorique commun entre la théorie des coûts de transaction et celle de l'agence. En effet, la théorie des coûts de transaction est considérée comme une théorie de contrats entre agents économiques qui ont un intérêt mutuel à échanger ou à coopérer.

Un contrat est une structure de gestion ("*gouvernance structure*") comprenant à la fois des procédures de contrôle, un mécanisme de direction et un système d'incitations pour respecter les termes du contrat.

Toutefois, la théorie des coûts de transaction retient la transaction comme objet central de l'analyse, quant à la théorie de l'agence, elle s'intéresse principalement à l'individu.

De plus, cette dernière diffère de la théorie des coûts de transaction dans la mesure où les coûts d'agence conduisent à des contrats *ex ante* élaborés car l'objectif recherché est de restaurer ou de protéger la valeur des actionnaires, alors que la théorie des coûts de transaction met plutôt l'accent sur la maîtrise des coûts *ex post* et sur les moyens de les réduire grâce à une structure de gestion appropriée.

La théorie des coûts de transaction

C'est les travaux de R. Coase (1937) qui sont à l'origine de la théorie des coûts de transaction. Cet auteur s'est posé ces deux principales questions sur la firme :

- Quels sont les facteurs responsables des frontières de la firme ?
- Pourquoi toute la production n'est-elle pas réalisée dans une seule grande firme ?

Il démontre que la réponse à ces questions dépend de la différence entre les coûts associés au système du marché (coûts de transaction) et ceux associés à la coordination interne (coûts d'organisation).

Les premiers sont composés des coûts de recherche des prix applicables, des coûts de négociation des contrats et des coûts imposés par la réglementation ou les décisions gouvernementales. Les seconds incluent la baisse des recettes marginales, le risque d'erreur de l'entrepreneur et la hausse du prix d'approvisionnements d'un ou plusieurs facteurs de production au cours du processus d'internalisation.

L'analyse de l'intégration verticale comme moyen de contourner les coûts de transaction liés au système de marché a été largement approfondie par plusieurs auteurs : M.A. Adelman (), C.D. Edwards (), A.A. Alchian et H. Demsetz (), M.C. Jensen et W.H. Meckling⁷, B. Klein, R.G. Crawford et A.A. Alchian⁸. Cependant, c'est Williamson (à partir de 1975) qui a le plus développé cette conception de l'intégration verticale et a fourni un cadre de base à l'analyse de la défaillance du marché. En se basant sur les travaux de Coase, cet auteur a développé une analyse détaillée des coûts de transaction et de leur influence sur la décision des firmes.

D'après cet auteur, les propositions de l'approche des coûts de transaction peuvent être synthétisées de la manière suivante :

- Pour réaliser un ensemble de transactions, la firme dispose de deux instruments alternatifs : le marché et la firme.
- Le choix entre le marché et la firme dépend de l'efficacité de chaque mode.
- Les coûts liés à l'exécution des contrats par le biais du marché dépendent des caractéristiques des parties (facteurs humains) et des propriétés objectives du marché (facteurs d'environnement).
- Les mêmes facteurs humains et transactionnels à l'origine des obstacles aux échanges entre les firmes sont appliqués aux deux alternatives.

C'est ainsi que Williamson détermine les facteurs humains et les facteurs d'environnement pour décrire les circonstances dans lesquelles les contrats seraient coûteux et donc il serait préférable d'internaliser une activité.

La théorie des coûts de transaction consiste à identifier, à partir de ces propositions de base, une série de facteurs transactionnels qui, combinés à un ensemble de facteurs humains, vont expliquer les circonstances dans lesquelles les contrats complexes sont coûteux à rédiger et à exécuter. Dans ce cas là, la firme devrait décider d'éviter le marché et d'avoir recours à l'internalisation.

⁷ M.C. Jensen et W.H. Meckling, Theory of the firm : managerial behavior, agency costs and ownership structure, *Journal of Financial Economics*, 3 octobre 1976, pp. 305-361

⁸ B. Klein, R.G. Crawford et A.A. Alchian, Vertical integration, appropriable rents and the competitive contracting process, *Journal of Law and Economics*, 21 octobre 1978, pp. 297-326

Les coûts de transaction, selon Williamson, incluent, d'une part, les coûts de renégociation du contrat initial sur le long terme (et particulièrement la clause de prix), d'autre part et surtout, le sur-profit (hold-up) réalisé par le sous-traitant grâce à sa position monopolistique. C'est cette seconde composante des coûts de transaction qui, selon Williamson joue un rôle majeur dans le choix de faire ou faire faire.

Cet auteur distingue deux types de coûts de transaction :

- *Les coûts de transaction ex ante* : ils correspondent aux frais liés aux activités qui précèdent la signature des contrats. Ces coûts sont limités lorsque les transactions concernent des biens standardisés qui nécessitent peu d'informations.
- *Les coûts de transaction ex post* : ils correspondent aux coûts d'administration, de surveillance et de contrôle. Ces dispositifs sont mis en place pour assurer le bon déroulement des contrats et surtout pour couvrir les aléas qui peuvent survenir au cours de leur exécution et dans certains cas, de leur renégociation.

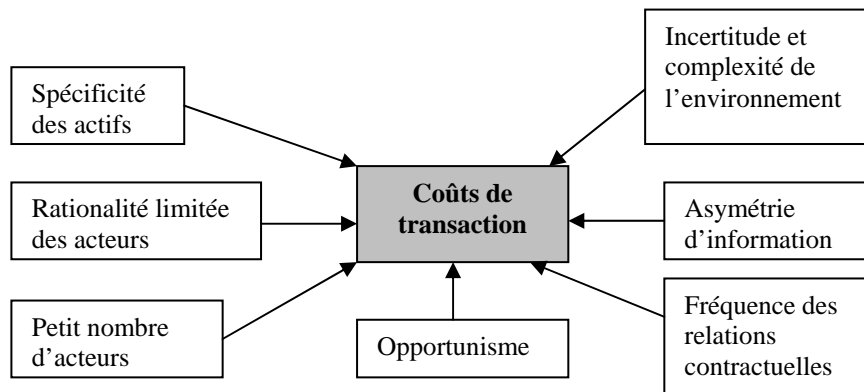
L'évaluation de ces coûts passe par l'étude des trois dimensions critiques (ou attributs) de la transaction : la spécificité des actifs, l'incertitude et la fréquence des transactions (Williamson, 1985).

- La spécificité des actifs : elle correspond aux caractéristiques des matériels, aux compétences spécifiques des salariés, aux rigidités entraînées par l'implantation géographique, etc.

La spécificité des actifs, avec le degré de fréquence des transactions déterminent, selon Williamson, un mode de gestion ("*governance structure*") qui est, soit le seul recours au marché soit l'intégration (complète ou partielle) des activités : plus les actifs sont spécifiques et les contrats fréquents, plus la dépendance entre partenaires est forte.

- L'incertitude : elle est due à plusieurs facteurs :
 - L'asymétrie d'information : elle correspond à des « pertes d'utilité » que la firme subit en comparaison avec une situation rentable où il n'y aurait pas un défaut dans l'information.
 - L'opportunisme : selon Williamson, il peut correspondre à tout comportement qui a pour but de perturber l'accès à l'information (divulgarion d'informations erronées, rétention d'informations). Cet auteur rappelle que comme l'homme recherche souvent son intérêt propre, il faut tenir compte des faiblesses et de la rouerie de la nature humaine dans l'analyse des firmes.
 - La rationalité limitée : cette une notion, empruntée à H. Simon, exprime les difficultés de l'individu à collecter, stocker et traiter l'information de manière fiable. Selon Williamson, la firme peut réduire l'incertitude due à la rationalité limitée des agents grâce à un réseau structuré de communication et à une prise de décision dans un système hiérarchique. L'incertitude est atténuée et la rationalité de l'individu est élargie grâce à l'ordre et à la hiérarchie. L'élargissement de la rationalité signifie que les individus ne cherchent plus à maximiser leurs gains (individuels), mais à accorder de l'importance aux aspects qualitatifs de la vie de la firme.
 - L'incertitude de l'environnement due à la complexité des facteurs qui le régissent.

Tous ces attributs jouent un rôle important dans la formation des coûts de transaction comme le montre la figure ci-dessous :



D'après P. Joffre

Figure 1-1 : Formation des coûts de transaction

Williamson démontre que l'internalisation des activités dépend beaucoup des défaillances transactionnelles. Trois propriétés de base de la firme qui favorisent l'organisation interne sont considérées dans son modèle :

- L'internalisation du transfert d'un produit intermédiaire d'un stade de production à un autre met en accord, dans certains cas, les intérêts opposés des parties de la transaction. La jonction d'objectifs antagonistes est particulièrement attractive dans des situations où il y a un petit nombre de participants à la transaction ou lorsqu'il existe une incertitude concernant le résultat final de la transaction.
- La coordination interne des opérations permet de développer la variété des instruments de contrôle disponibles dans la firme, d'améliorer leur sensibilité et de faciliter la prise de décisions. Le système de récompense et de pénalité de la firme peut particulièrement constituer un instrument relativement efficace dans la résolution des conflits transactionnels.
- La firme peut recourir à l'internalisation afin de réaliser des économies d'échange d'informations (K.J. Arrow,). En effet, ces dernières peuvent être obtenues par la combinaison de stades de production successifs sous un contrôle unique. Elles peuvent être réalisées dans le cas d'asymétrie de l'information ou de présence toute forme d'incertitude en les parties de la transaction.

Donc selon Williamson, la stratégie d'intégration permet à la firme d'adopter une variété d'innovations organisationnelles et de systèmes de contrôle dans le but de minimiser les coûts de transaction internes. Les effets relatifs à la rationalité limitée, à l'opportunisme, au petit nombre des parties de la transaction et à l'incertitude se voient atténués dans une firme intégrée, ce qui entraîne une amélioration de l'efficacité et donc une augmentation des performances de la firme.

Le principe fondamental de l'économie des coûts de transaction est qu'en situation de spécificité des actifs, la forme organisationnelle hiérarchique apparaît comme la solution qui permet, en unifiant la propriété, de neutraliser les risques opportunistes associés à la transaction.

Ce besoin de protéger les actifs spécifiques engagés dans la transaction provient de l'existence de quasi-rentes qui représentent le flux de revenu qui excède la somme minimale requise pour empêcher un producteur de cesser son activité (Klein, Crawford et Alchian, 1978).

En résumé, la théorie recommande la forme hiérarchique quand l'incertitude expose la quasi-rente, associée aux investissements spécifiques, au risque d'érosion ou de captation. Par contre, en l'absence d'actifs spécifiques, il peut être plus avantageux pour la firme de recourir à des contrats.

Dans sa théorie, Williamson distingue deux types d'intégration : intégration ordinaire et intégration latérale. La première concerne à la fois l'intégration des opérations inscrites dans un processus en flux et celle des composants essentiels d'un produit dans une industrie d'assemblage ; la seconde résulte de la production en interne d'éléments « non essentiels » d'un produit.

Cette théorie ne porte que sur l'intégration latérale car, pour l'auteur, l'intégration ordinaire est évidente (en termes de coûts de transaction) et donc, une évaluation comparative précise n'est pas nécessaire.

Williamson s'intéresse aussi à deux autres types d'intégration dans l'industrie : l'intégration en aval, dans la distribution et celle en amont, dans les matières premières. Mais, selon lui, son modèle explicatif de l'intégration verticale ne permet d'en rendre compte que partiellement parce que d'autres facteurs que ceux amenant à l'intégration latérale d'une firme industrielle jouent alors : des raisons stratégiques, des externalités, des économies de champs (ou économies d'envergure) ou tout simplement des erreurs.

Plusieurs critiques sont faites à l'égard des travaux de Williamson, parmi elles :

- La difficulté de mesurer les coûts de transaction qui ne possèdent qu'un pouvoir explicatif limité. La notion de coûts de transaction, comme le reconnaît l'auteur, n'est qu'un outil d'analyse parmi d'autres.
- La notion de coûts de transaction concerne le processus d'allocation de ressources à un niveau très agrégé de la firme.
- Les instruments d'analyse développés dans le modèle transactionnel concerne principalement les grandes firmes.

Plusieurs auteurs, en reprenant les travaux de Williamson ont soulevé les insuffisances de ses travaux.

Parmi ces auteurs, M. Dietrich (1994)⁹ dont la critique est résumée dans les points suivants :

- Les coûts de transaction ne peuvent pas fournir une explication unique et dominante de l'intégration verticale et de la diversification.
- Des éléments importants dans une théorie plus générale dont l'acquisition de compétences spécifiques et la centralité du pouvoir économique sont à prendre en compte.
- Les compétences et le pouvoir ne sont pas des éléments additionnels au raisonnement des coûts de transaction mais transforment complètement la nature de la problématique des contrats.

H. Gabrié et J-L. Jacquier (1994) ont fait un examen critique des travaux de Williamson qui les a amenés aux conclusions suivantes :

- Williamson n'atteint nullement l'objectif très ambitieux qu'il s'est fixé, au sens où ses travaux ne fournissent pas d'explications crédibles aux différents phénomènes traités : l'existence de la firme capitaliste, le caractère de long terme de la relation d'emploi, l'efficacité productive de la relation d'autorité, l'évolution historique des formes d'entreprise, la rareté des firmes autogérées dans les pays occidentaux et, enfin, le degré d'intégration et la taille des firmes.

⁹ Diétrich M., *Transaction cost economics and beyond : towards a new economics of the firm*, Routledge, 1994.

- Les travaux de Williamson, malgré ses ambitions initiales, ne permettent pas de mieux comprendre les réalités économiques.

H. Gabrié¹⁰ a montré que l'une des hypothèses du modèle transactionnel (celle du de hold-up ou de surprofit) n'est nullement validée par les études empiriques, pas plus que l'ensemble du modèle williamsonien.

Cet auteur affirme que la raison majeure de la production interne réside dans la volonté d'innover, ainsi que dans la rapidité et les protections générées à ce niveau par l'internalisation, et non dans les coûts de transaction issus de la sous-traitance. Cet auteur pense que le facteur innovation est certes important, en termes de compétences techniques particulières des entreprises, mais il ne doit pas être surestimé aux dépens des autres raisons du degré d'intégration, à savoir le degré de maturité d'une industrie, l'aversion au risque des firmes en matière de prise en charge des variations de la demande, et les économies d'échelle. Il estime aussi qu'un autre phénomène joue un rôle important sur le degré d'intégration. Il s'agit de l'état du rapport de force entre le capital et le travail dans les économies capitalistes. D'après ce même auteur, une analyse de l'intégration verticale en termes de coûts de transaction n'a véritablement de sens que lorsque les activités sont indépendantes d'un point de vue technologique et peuvent être réalisées dans des temps et des espaces différents.

Le modèle de Williamson, selon lui, souffre de deux importantes faiblesses qui rendent sa validation par les faits très difficile :

- Les hypothèses selon lesquelles le vendeur serait en situation de force, dans le cadre d'un monopole bilatéral, lors de la renégociation du prix du bien échangé.
- Le coût de production d'une division serait très supérieur à celui d'une firme indépendante de taille identique.

La théorie des coûts de transaction donne une des explications du comportement des firmes face au choix entre l'externalisation (recours au marché) et l'internalisation (intégration verticale). Cependant, cette théorie n'exprime aucune relation de causalité entre le choix de l'intégration verticale et les facteurs liés à la firme et/ou à son environnement (marchés, concurrents, etc.).

1.1.2. Les différents modes de développement d'une firme

Avant d'analyser les deux concepts auxquels nous nous intéressons, à savoir, la diversification et l'intégration verticales, il nous semble pertinent de rappeler brièvement les différents modes de développement d'une firme ainsi que les modes organisationnels utilisés pour mettre en œuvre ses stratégies de croissance.

La croissance de la firme est une condition nécessaire à sa survie sur le marché. Bienayme (1973) souligne que la croissance est la vocation authentique de la firme. L'argument économique de la croissance réside dans le fait que la croissance des firmes est à la fois cause et conséquence de la croissance de l'industrie et de l'économie d'un pays.

Les firmes, pour restreindre les incertitudes qui caractérisent leur environnement, sont incitées à croître dans un contexte de compétition dans le partage des parts de marché et des profits (H. Staub, 1954). La firme doit donc prolonger et consolider sa croissance dans la mesure où celle-ci engendre à son tour de nouvelles opportunités pour la firme (Penrose, 1955).

¹⁰ H. Gabrié, La théorie williamsonienne de l'intégration verticale n'est pas vérifiée empiriquement, *Revue Economique*, vol 52, n° 5, septembre 2001.

H. Leibenstein (1960) montre que la croissance de la firme permet à celle-ci de réduire l'incertitude qui l'entoure sur le marché et d'améliorer son efficacité et donc sa profitabilité.

La taille et la croissance de la firme sont deux notions distinctes. En effet, J.L. Eathwell (1971) souligne que « taille et taux de croissance de la firme sont respectivement l'expression statique et dynamique du même phénomène économique » et que « la taille est l'expression historique de la croissance à un moment donné dans le temps ».

Contrairement à la conception de la théorie néo-classique, la dimension optimale de la firme ne peut être conçue que dans une optique dynamique (J. Lintner, 1971). Le développement des stratégies de croissance de la firme se fait donc dans un environnement dynamique et un état incertain.

La taille de la firme n'est pas importante en soi, ce qui le plus important, c'est la variation de cette dimension qui est le aux de croissance (W.J. Baumol, 1962 ; R. Marris, 1967,1971).

Une firme peut vouloir se développer en suivant des mouvements d'intégration horizontale ou verticale ou de diversification¹¹.

Pour réaliser ces mouvements, la firme peut opter pour l'un des deux modes de croissance, interne (investissements organiques) ou externe (acquisitions).

□ **La croissance interne**

La croissance interne correspond aux investissements engagés par la firme pour se développer. Ces investissements ont pour objectif soit d'augmenter la capacité de production déjà existante, soit de créer de nouvelles activités.

Elle correspond à un mode de croissance lent, progressif et d'une manière générale relativement peu risqué.

E. Gibert (1980) note qu'en tant que « moyen d'intervention de l'entrepreneur dans la longue période, transcription dans le présent de ses ambitions futures et garantie partielle de leur réalisation, l'investissement est une modalité essentielle de la croissance interne ».

La croissance interne est souvent préférée par une firme pour mettre en œuvre ses stratégies de spécialisation en renforçant ou en étendant ses activités existantes.

Toutefois, du fait de l'insuffisance des ressources internes de la firme, les limites de ce mode de croissance sont vite atteintes en ce qui concerne son développement.

□ **La croissance externe**

La croissance externe d'une firme consiste en l'acquisition de nouveaux actifs auprès d'autres firmes. Cette acquisition permet à la firme acquéreuse d'accroître sa production dans son marché habituel ou de développer son activité sur de nouveaux marchés.

Elle est caractérisée par :

- Toutes les techniques qui aboutissent à des transferts de contrôle.
- Toutes les opérations qui permettent le changement de propriété d'actifs, comme les opérations de fusion, de fusion absorption, d'acquisition, de scission, d'apport partiel d'actifs, etc.

Ces opérations permettent donc une redistribution des propriétés au sein du système industriel.

¹¹ Ces deux concepts font l'objet de la prochaine section

- Ce sont les prises de participations financières qui peuvent entraîner directement ou indirectement des modalités de contrôle du système industriel, en créant des liens de domination entre différentes unités.
Ces opérations permettent donc la redistribution des contrôles au sein du système industriel.

Par ailleurs, la firme peut pour et pour décider de se développer en opérant seule (mode d'action autonome) ou en coopération avec d'autres firmes (mode d'action coopératif).

La croissance externe représente bien souvent la meilleure solution lors d'une internationalisation.

□ **Mode d'action autonome**

La firme se base sur ses propres moyens (techniques, financiers, compétences, etc.) pour mettre en œuvre ses stratégies de développement. Pour ce faire, la firme peut créer des divisions ou des filiales (croissance interne) ou acquérir des actifs - complètement ou partiellement- (croissance externe)

□ **Mode d'action coopératif**

C'est à G.B. Richardson qu'il convient d'attribuer la reconnaissance de la coopération interentreprises. En effet, cet auteur a remis en cause la dichotomie hiérarchie/marché, en distinguant, au sein des relations de marché, deux types de relations : les pures transactions de marché, d'une part, et les relations de coopération, d'autre part.

Il a défini la coopération interentreprises (Richardson, 1972) comme suit : "L'essence des accords de coopération est le fait que les parties acceptent un certain degré d'obligation - et donc fournissent en contrepartie un certain degré de garantie - quant à leur conduite future."

Nous détaillerons ce mode d'action dans le chapitre 3.

La combinaison de ces différentes possibilités nous donne une grille d'analyse des différents modes de développement qui s'offrent à une firme pour mettre en œuvre ses stratégies. Ceci est illustré dans le tableau 1-1 ci-dessous :

Tableau 1-1 : Les modes de développement de la firme

Mouvements stratégiques		Développement horizontal	
		Intégration verticale	
		Diversification	
Mode d'action		Autonome	Coopératif
Mode de croissance	Interne	Création d'une nouvelle entité	<ul style="list-style-type: none"> - Accords contractuels - Création d'une structure commune par apport partiel d'actifs
	Externe	<ul style="list-style-type: none"> - Prises de participation - Prise de contrôle - Acquisition - Absorption 	<ul style="list-style-type: none"> - Participations croisées - Acquisition conjointe - Fusion

Source : Jolly, D., Alliances technologiques inter-entreprises : champ d'application & applications théoriques, *Revue Gestion 2000*, 1993, vol. 9, n° 5, pp. 71-92.

Les éléments en gras correspondent aux mouvements stratégiques et modes d'organisation (cf. chapitre 3) auxquels nous nous intéressons. Les deux mouvements stratégiques : diversification et intégration verticale sont analysés dans ce qui suit.

1.2. La diversification : un mouvement stratégique incontournable pour la croissance de la firme

L'étude historique de la croissance des firmes montre que les stratégies adoptées par celles-ci suivent souvent le même cheminement (M. Glais, 1992). Tout d'abord les firmes cherchent à s'imposer sur leur métier de base (augmentation des parts de marché et des positionnements géographiques), ensuite elles ont tendance à s'éloigner progressivement de celui-ci, en offrant tout d'abord des produits qui correspondent au plus près à leur domaine de compétence, technologique ou commerciale, puis en cherchant à se positionner sur des segments stratégiques nouveaux, c'est-à-dire à se diversifier.

Nous nous intéressons dans cette section à la pratique de la diversification. Nous donnons dans une première sous-section les définitions de la diversification telle que rencontrées dans la littérature. Nous présentons ensuite les différentes typologies des logiques de diversifications données par les différents auteurs. Nous introduisons ensuite la définition de la diversification liée et enfin nous présentons les principales raisons qui incitent les firmes à se diversifier.

1.2.1. Les différentes définitions de la diversification

La diversification est une pratique stratégique qui s'inscrit dans la stratégie globale de la firme. Elle émane donc d'une réflexion sur l'ensemble des activités de la firme.

Au cours de notre revue de la littérature théorique et empirique de cette pratique, nous avons rencontré plusieurs définitions. Ces différentes définitions sont données par les différents auteurs dans leurs travaux sur la diversification.

Gort (1962)¹² définit la diversification en s'appuyant sur le concept d'« hétérogénéité de l'output » basé sur le nombre des marchés servis par un output donné.

En se basant sur la notion de « vecteur de croissance », Ansoff (1965)¹³ propose une définition de la diversification qui repose sur l'entrée des firmes dans de nouveaux marchés avec des nouveaux produits. Cet auteur met donc l'accent sur l'acte de diversification plutôt que l'état de la diversification qui caractérise la plupart des définitions récentes de la diversification.

Selon Berry (1975), la diversification représente une augmentation du nombre d'industries dans lesquelles la firme est active.

Kamien et Schwartz (1975), quant à eux, la définissent comme étant le fait que des firmes classées dans une industrie produisent des produits classés dans une autre.

¹² Gort M., Diversification and integration in american economy, *National Bureau of Economic Research*, n° 77, General Series : Princeton, 1962

¹³ Ansoff I., *Stratégie du développement de l'entreprise*, Paris, Editions Hommes et Techniques, 1984 : Traduction française de Ansoff I., *Corporate strategy*, Mac Graw Hill, 1965

Au début des années 80, la caractérisation de la diversification a connu des développements basés sur la segmentation stratégique, ce qui l'a enrichi de la notion de «domaine d'activité stratégique». Selon Very (1991)¹⁴, cette notion découle du «regroupement des cellules élémentaires d'une industrie qui se caractérisent par des facteurs-clés de succès¹⁵ similaires». Dans toutes ces définitions, l'industrie et les frontières du marché sont supposés donnés ou connues. Pour pallier cette restriction, Pitts et Hopkins (1982) utilisent le mot «activité» au lieu du mot «industrie», définissant ainsi la diversification comme étant le fait que les firmes opèrent dans différentes activités à la fois.

Booz, Allen et Hamilton (1985) définissent la diversification comme étant un moyen pour la firme de diffuser son activité de base pour améliorer sa croissance et/ou réduire son risque global. La diversification, selon ces auteurs :

- inclut tous les investissements exceptés ceux destinés directement à soutenir la compétitivité des activités existantes ;
- peut prendre la forme d'investissements dans de nouveaux produits, services, segments finals ou marchés géographiques ;
- peut être accomplie par différents moyens : développement interne, acquisitions, joint-ventures, accords de partenariat (cf. chapitre 2), etc.

Cette définition tente de mettre l'accent sur les objectifs de la diversification, ses directions et les moyens avec lesquels elle est réalisée.

Selon Y. Morvan (1988), la diversification consiste à engager du capital dans des directions multiples. Elle s'oppose à la spécialisation qui consiste à se concentrer sur une gamme restreinte de produits.

La définition de la diversification que nous retenons est celle qui met l'accent sur l'activité. La diversification consiste en un changement d'activité, que ce soit dans une même industrie ou dans une industrie différente. Cette définition nécessite la définition des frontières de l'activité et des critères sur lesquels se base cette définition, ce qui n'est pas facile à faire comme en témoigne l'abondance des travaux effectués à ce sujet.

1.2.2. Typologies des logiques de diversification : l'intégration verticale comme cas particulier de la diversification

Nous exposons ici quatre typologies, la première date des premières années de recherche sur la diversification et les trois autres relativement récente (années 80).

Les deux premières typologies concernent les directions de la diversification, tandis que les deux autres émanent de travaux empiriques qui donnent quel type de diversification une firme doit choisir étant donné certaines conditions relatives à la firme, au secteur de base et au secteur dans lequel la firme décide d'entrer.

Ansoff (1965) a établi une typologie des logiques de diversification résultant du croisement des trois dimensions : produit, marché et technologie.

¹⁴ Very Ph., *Stratégies de diversification : nouvelles perspectives*, Editions Liaisons, 1991

¹⁵ Chaque métier est caractérisé par une combinaison de facteurs clés de succès, dont certains sont spécifiquement liés au secteur auquel le métier en question appartient.

Un facteur-clé de succès est représenté par un élément de l'offre qui a une forte importance pour les clients ou bien, une compétence ou un avantage de coût tout le long de la chaîne de valeur du produit, qui est à l'origine d'un avantage concurrentiel.

Il a ainsi identifié plusieurs options de diversification en fonction du degré de connaissance de la nouvelle clientèle et le degré de nouveauté des produits et des technologies.
 Cette typologie est résumée dans le tableau suivant :

Tableau 1-2 : Typologie des diversifications selon Ansoff

		Nouveaux produits	
		Technologie connexe	Technologie différente
Nouvelles missions	Du même type	Diversification horizontale	
	De la firme elle-même	Intégration verticale	
	De type similaire	Diversification concentrique	Diversification conglomérale
	De type nouveau		

Source : H.I. Ansoff, Stratégie du développement de l'entreprise, Paris, Editions Hommes et techniques, 1984.

- **La diversification horizontale** : cas où les produits sont nouveaux, la technologie est connexe ou différente et la clientèle est nouvelle de type similaire aux clientèles existantes. Cette diversification s'effectue généralement dans les industries où la firme est active, celle-ci se sert souvent du même réseau de distribution pour vendre les nouveaux produits.
- **L'intégration verticale** : cas où les produits nouveaux sont destinés aux besoins propres de l'entreprise et la technologie est connexe ou différente. La firme effectue elle-même de nouvelles étapes dans la chaîne d'opérations, allant de l'extraction des matières premières à la vente des produits finis. Selon l'auteur, l'intégration verticale provoque une augmentation de la dépendance de la firme vis-à-vis d'un secteur industriel et diminue sa souplesse. Cependant, cette stratégie peut constituer un moyen de renforcer la position concurrentielle de la firme dans son secteur en ayant un accès à des ressources rares et une structure des coûts favorable et en réalisant des économies d'échelle. Cette stratégie est détaillée dans la prochaine section. Nous traitons plus en détail cette pratique dans la prochaine section.
- **La diversification concentrique** : cas où la clientèle et les produits sont nouveaux. Cette diversification est caractérisée par une technologie connexe ou un système de distribution des nouveaux produits similaire au système existant.
- **La diversification conglomérale** : cas où les clientèles, les technologies et les produits sont nouveaux. Elle se caractérise par une totale déconnexion entre la nouvelle activité et les produits, technologies et marchés existants de la firme.

La seconde typologie, qui reprend des éléments de la première tout en l'affinant, est attribuée à Ch. Rochet (1981). D'après cet auteur, six grandes possibilités de diversification s'offrent à une firme :

- **La diversification internationale** : elle consiste à trouver de nouveaux marchés pour les produits existants. Cette diversification peut prendre la forme d'une exportation du produit existant ou bien d'un transfert de technologie et d'une la création de filiale. Elle intervient dès qu'une firme sort de son marché habituel et s'attaque à des zones où les conditions de succès sont différentes (exemple : changement de réseau de distribution, de localisation de sites, etc.).

- **Les diversifications de renforcement** : il existe deux types :
 - **La diversification horizontale** : elle consiste à développer un produit nouveau proche du produit existant sous un nouveau nom de marque.
 Cette diversification suit la dimension de l'activité la plus maîtrisée et parfois la seule développée.
 Ce type de diversification est intéressant lorsque le marché se trouve au début de sa croissance. La firme qui se diversifie occupera ainsi une certaine position et devra à terme gérer plusieurs marque sur le marché.
 - **La diversification verticale** : il s'agit de l'intégration verticale. Celle-ci peut être faite en amont ou en aval (cf. section sur l'intégration verticale).
 L'avantage de cette diversification est de renforcer les activités de la firme entre elles en créant des marchés captifs pour les activités amont et une valeur ajoutée plus intéressante aux activités aval.
 Elle se traduit par l'acquisition de nouvelles compétences et par le renforcement du potentiel concurrentiel de l'entreprise dans son activité de base.
- **Les diversifications de proximité** : appelées également demi-diversifications car elles ne constituent que des glissements dans l'une des deux dimensions : marché ou produit. Elles peuvent donc constituer l'une des deux manœuvres :
 - **Une recherche de nouveaux produits** pour développer la position de la firme dans ses marchés. Il s'agit d'une extension des gammes de produits de la firme.
 - **Une recherche de nouvelles applications aux technologies déjà maîtrisées** par la firme et dans lesquelles cette dernière est beaucoup en avance. Ainsi, les compétences spécifiques de la firme peuvent être utilisées dans de nouveaux domaines.
- **La diversification totale** : elle consiste à entrer dans un marché inconnu de la firme avec des produits à penser et à créer. Cette diversification est caractérisée par un plus grand risque et est difficile à mettre en œuvre.

Pour ce qui des deux autres typologies de la diversification, J-P. Détrie, B. Ramanantsoa (1983) propose une grille de choix de la diversification selon la position stratégique de la firme dans le secteur de base et l'attrait de celui-ci. Ils distinguent ainsi, en fonction de ces deux facteurs, quatre grands types de diversification :

- **Diversification de placement** : elle est faite lorsqu'une entreprise recherche une rentabilité supérieure à celle des capitaux investis dans l'activité principale. Le placement peut être soit financier lorsque l'entreprise ne veut pas s'engager dans de nouvelles activités ou bien industriel lorsque l'entreprise s'assure de nouvelles compétences relatives à de nouvelles activités.
- **Diversification de redéploiement** : le fondement économique est exclusivement industriel et la perspective est à moyen terme. Le potentiel de croissance est dans ce cas plus important que la rentabilité immédiate et les entreprises ont tendance à privilégier des domaines de diversification présentant le maximum de synergies (cf. paragraphe sur les synergies) utilisables afin d'avoir un avantage concurrentiel dès le départ.

- **Diversification de survie** : les entreprises ont un faible niveau de ressources disponibles. La taille de la nouvelle activité est réduite et doit utiliser au maximum les savoir-faire existants.
- **Diversification de confortement** : les entreprises ont une position moyenne et difficile à améliorer. Cela correspond le plus souvent à l'adjonction d'une activité connexe avec pour objectif de changer le jeu concurrentiel. Le choix du domaine de diversification doit reposer sur l'ampleur des synergies (cf. paragraphe sur les synergies) qu'il peut présenter avec l'activité de départ.

Position concurrentielle sur le secteur de départ

		Forte	Moyenne	Faible
Attrait du secteur de départ	Fort	Diversification de placement	Diversification	Diversification
	Faible	Diversification de redéploiement	de confortement	de survie

Source : Détrie J-P., Ramanantsoa B., *Stratégie de l'entreprise et diversification*, Editions Fernand Nathan, 1983.

Figure 1-2 : Typologie des diversifications selon J-P. Détrie, B. Ramanantsoa (1983)

Cette typologie met l'accent sur les caractéristiques du secteur de base de la firme.

R. Calori et Y. Harvatopoulos (1988) proposent une typologie des logiques technico-économiques de diversification en croisant deux dimensions : la manœuvre de diversification (offensive ou défensive) et l'objectif principal recherché (la valeur économique de la nouvelle activité ou la cohérence avec l'activité de base). Ces logiques sont les suivantes :

- **La diversification-extension** : la firme tente d'exploiter des ressources pour acquérir une bonne position concurrentielle dans de nouvelles activités.
- **La diversification-déploiement** : la firme entre dans des activités sélectionnées pour leur valeur économique. Il s'agit d'une stratégie à vocation offensive.
- **La diversification-relai** : la firme s'appuie sur ses ressources et compétences pour développer une nouvelle activité qui va lui permettre de compenser le déclin du secteur de son activité de base ou une forte dépendance sectorielle.
- **La diversification-redéploiement** : la firme tente de compenser le déclin dans les activités de base ou d'atténuer une forte dépendance sectorielle en entrant dans des activités caractérisées par une forte valeur économique.

Ces logiques sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 1-3 : Typologie des logiques technico-économiques de diversification

Offensive	Extension	Déploiement
Défensive	Relais	Redéploiement
	Cohérence des ressources	Valeur économique
	Principal objectif recherché	

Source : R. Calori et Y. Harvatopoulos, Diversification : Les règles de conduite, *Harvard l'Expansion*, 1988, n°48, p. 50.

Ce sont là des types de logiques extrêmes : la cohérence des ressources et la valeur économique sont parfois recherchées simultanément.

Cette typologie met l'accent sur le comportement de la firme et ses objectifs de la diversification.

Le point commun entre les deux premières typologies exposées ci-dessus réside dans le fait que l'intégration verticale est considérée comme un cas particulier de la diversification.

Les deux dernières donnent le type de diversification en fonction de facteurs, soit propres à la firme, soit liés à son environnement. Ces deux typologies peuvent se compléter pour donner d'autres combinaisons qui prennent en compte les caractéristiques du secteur de base et du comportement de la firme qui se diversifie. De plus, il serait intéressant d'établir une typologie des diversifications en considérant les caractéristiques du secteur dans lequel la firme veut entrer.

A partir des deux premières typologies des diversifications, nous pouvons introduire un type de diversification à laquelle nous intéressons particulièrement : la diversification liée que nous rappelons dans le paragraphe ci-dessous.

1.2.3. La diversification liée : une diversification dans des métiers proches du métier de base

En général, la diversification est considérée comme liée si au moins une des quatre caractéristiques suivantes est présente :

- Elle implique des activités qui servent des marchés similaires et/ou utilisant des systèmes de distribution similaires.
- Des technologies de production similaires sont employées par les activités en question.
- Les activités en question exploitent la même recherche scientifique.
- Les activités ne partagent pas les mêmes compétences fonctionnelles mais appartiennent à des segments différents de la même chaîne commerciale.

A l'inverse, la diversification non liée implique un mouvement dans des activités qui ne sont caractérisées par aucun de ces quatre points cités ci-dessus.

D'après Rumelt (1974), une diversification est dite « liée » si elle permet l'exploitation de compétences communes et donc de connexités entre les activités de la firme, que ce soit du point de vue du produit, du marché ou de la technologie. Contrairement aux autres types de diversification, la diversification liée offre la possibilité d'utiliser les compétences de l'activité de base dans les nouvelles activités.

Cet auteur a permis une meilleure compréhension de la stratégie de ce qu'il appelle « diversification concentrique-liée » - le caractère « non liée » correspondant à la diversification conglomérale telle que définie par d'Ansoff -, ce qui a conduit à mieux cerner les sources de l'avantage compétitif.

Salter et Weinhold¹⁶ considèrent qu'une diversification est liée si les nouvelles activités et les activités déjà existantes de la firme présentent des facteurs-clés de succès similaires et sont des compétences fonctionnelles communes.

Ces dernières peuvent être :

- organisationnelles : lorsqu'elles s'expriment par la possibilité d'un partage de certains départements et services ;
- stratégiques : lorsqu'elles permettent l'exploitation de compétences managériales similaires; ou
- opérationnelles.

En revanche, une diversification dite « non liée » est caractérisée par la faiblesse voire l'absence de transfert possible, entre les différentes activités de la firme, des compétences fonctionnelles déjà existantes.

Plus précisément, lorsqu'une firme se diversifie en optant pour des couples produit-marché qui requièrent des compétences fonctionnelles identiques à celles déjà existantes, la diversification est qualifiée de « liée-complémentaire ». Sa forme la plus extrême est l'intégration verticale qui représente une expansion dans la même industrie.

Par ailleurs, la diversification est dite « liée-supplémentaire » lorsque la croissance vers un nouveau secteur nécessite de nouvelles compétences fonctionnelles et des petits changements sur le produit et le marché habituels. La forme extrême de cette diversification est représentée par l'intégration horizontale.

¹⁶ Salter, Weinhold, *Diversification through acquisition : strategies for creating economic value*, The free Press, New York, 1979

En général, les bénéfices opérationnels de la "diversification liée" ont le plus grand potentiel d'améliorer la performance de la firme.

En effet, les travaux de Rumelt (1974, 1982) ont démontré que les firmes qui réalisent une diversification liée sont plus performantes que celles réalisant une diversification non liée. Plusieurs d'autres travaux ont conforté les résultats de cet auteur (Montgomery, 1979; Bettis, 1981; Palepu, 1985; Varadarajan, 1986; Varadarajan & Ramanujam, 1987; Jose, Nichols & Stevens, 1986; Lubatkin & Rogers, 1989).

Pour ce qui est des déterminants du choix de la diversification liée ou non liée, Chatterjee et Wernerfelt (1991) ont testé empiriquement quatre hypothèses les concernant :

H1 : La présence d'une capacité physique excédentaire entraîne une diversification liée.

H2 : La présence d'actifs intangibles entraîne une diversification liée.

H3a : La disponibilité de cash ou une capacité inutilisée de dette favorise plus une diversification non liée.

H3b : La disponibilité de capitaux propres favorise plus une diversification liée.

H4 : Les firmes qui ont une performance ex-post élevée sont les plus concernées par leur modèle.

D'après ces auteurs, le potentiel de profit d'une firme dépend des ressources qu'elle peut contrôler. En considérant la diversification comme étant un moyen de démultiplier ces ressources, ces auteurs indiquent comment le type de diversification peut conduire à la création de valeur.

Ces travaux montrent que la diversification liée est possible et/ou souhaitable lorsque certaines conditions sont réunies.

La diversification liée est considérée comme un moyen stratégique efficace pour une firme pour accélérer son expansion sans avoir à faire de trop grands investissements et ceci grâce aux synergies entre ses activités de base et ses nouvelles activités et donc aux économies d'envergure réalisées.

En effet, plusieurs travaux ont montré que la diversification liée est une pratique plus efficace que la diversification non-liée, ce qui nous laisse supposer que les firmes qui optent pour ce type de diversification recherchent une meilleure performance dans sa croissance. Cette recherche se fait à travers différents moyens qui constituent les principales raisons qui conduisent une firme à se diversifier. Ceci fait l'objet de la sous-section suivante.

1.2.4. Les raisons de la diversification : les économies d'envergure comme déterminant de base

La première question qui se pose lorsque nous nous intéressons à la pratique de la diversification est : pourquoi les firmes décident-elles de se diversifier ?

Plusieurs travaux ont été faits dans ce sens.

D'après Ch. Martinet (1983), les firmes sont souvent amenées à pénétrer dans de nouveaux secteurs pour diverses raisons : soit que leur activité de base décline, soit pour répartir les risques, soit par ce qu'elles estiment disposer des aptitudes requises pour saisir efficacement une opportunité qui apparaît en dehors de leur domaine d'origine.

D'autres facteurs peuvent amener une firme à se diversifier : découvertes techniques, facteurs psychologiques, influences extérieures (conseils, organisations professionnelles, etc.)

Les explications les plus répandues font référence à la notion de synergie qui engendre des économies d'envergure et à la réduction du risque de la firme. Nous nous sommes particulièrement intéressés à ces explications car elles constituent la base de toutes les analyses de la décision de diversification. D'autres explications sont cependant traitées dans le cas de l'intégration verticale (cf. section sur l'intégration verticale).

□ Les synergies : l'origine de l'efficacité de la diversification

Le fait qu'une firme soit positionnée sur plusieurs segments de la filière de production constitue une source d'avantages absolus de coût. Ces derniers viennent des synergies existantes entre les activités des différents segments et de l'accumulation de l'expérience et donc des effets d'apprentissage.

En effet, il existe dans une firme des compétences qui peuvent être utilisées dans plusieurs métiers différents. La firme, en s'appuyant sur de telles compétences pour entrer dans sa nouvelle activité.

La diversification est donc souvent fondée sur une compétence que la firme maîtrise bien ou des actifs déjà existants et qui sont retrouvés parmi les composantes de la nouvelle activité, ce qui entraîne une complémentarité des différents domaines d'activité de la firme.

Cette complémentarité se concrétise par l'apparition de synergies dont la firme tire un avantage résultant de l'expérience acquise dans son activité de base.

En d'autres termes, la diversification nécessite l'existence d'interrelations entre les activités.

Les activités sont généralement considérées liées si :

- elles partagent des compétences fonctionnelles communes et des facteurs de succès critiques identiques, ou si
- elles appartiennent à des segments distincts mais avec une même chaîne commerciale, ainsi elles possèdent des compétences et des ressources complémentaires.

Selon M.E. Porter (1985), il existe deux sortes d'interrelations : tangibles et intangibles.

Les interrelations tangibles correspondent à des opérations communes situées, soit à un niveau opérationnel (relations de marché, de production, d'approvisionnement, de technologie) ou bien à un niveau fonctionnel relatif à l'infrastructure (partage des services financiers, comptables, juridiques, etc.).

Quant aux interrelations intangibles, elles concernent les échanges d'informations et de savoirs (des techniques ou de gestion). Leur application est plus large, mais elles nécessitent une compréhension approfondie des structures et des mécanismes de fonctionnement des activités.

Les interrelations peuvent être analysées à travers la notion de "chaîne de valeur" (M.E. Porter, 1985) : l'interrelation entre les composantes de la chaîne de valeur peut augmenter la rentabilité grâce à des synergies entre les activités tout en diminuant l'exposition aux risques associés aux changements de l'environnement extérieur.

I. Ansoff (1965) définit la synergie comme étant la réalisation de l'accord entre les caractéristiques de l'entreprise et l'évolution des produits et des marchés.

Plusieurs combinaisons d'utilisation de synergies sont possibles lors d'une diversification. La firme peut choisir de se diversifier en partageant avec l'activité nouvelle une de ses ressources : le réseau de distribution, la force de vente, les approvisionnements, les installations et équipements, la recherche et développement, etc.

Une typologie des synergies est proposée par Ansoff. Il s'agit de quatre types de synergies qui sont les suivants :

- *Synergie des ventes* : lorsque des activités distinctes utilisent des circuits de distribution, des actifs de gestion commerciale (force de vente, promotion, publicité) ou encore des dépôts de vente communs.
- *Synergie de l'exploitation* : elle est le résultat d'une meilleure utilisation des actifs correspondant à l'exploitation (équipements et personnel), et découle d'une répartition des frais généraux sur un volume de production supérieur.
- *Synergie des investissements* : elle correspond à une meilleure coordination des approvisionnements et à une utilisation plus efficace des infrastructures du fait de leur exploitation commune.
- *Synergie de direction* : elle est possible lorsque l'équipe dirigeante peut utiliser des compétences de gestion similaires à celles utilisées dans l'activité de base, dans le but de trouver des solutions aux problèmes de nature stratégique, structurelle ou opérationnelle.

Les sources de synergie sont donc multiples, ce qui nous permet de mieux comprendre le fait que la synergie constitue la principale raison généralement avancée pour justifier le choix d'une nouvelle activité.

Les synergies concernent deux facteurs clés : la technologie et le marché. Certaines firmes se diversifient en exploitant leurs compétences technologiques sur de nouveaux marchés et dans de nouvelles activités.

A l'inverse, d'autres firmes se développent en suivant une logique commerciale. L'axe privilégié est dans ce cas le client et la technologie n'est qu'un moyen acquis au fur et à mesure des besoins.

En général, toute stratégie de diversification (excepté celle qui correspond un placement financier) exploite plus ou moins des synergies car le changement de métier dont est caractérisée la diversification découle rarement d'une modification de l'ensemble des facteurs de compétence qui composent l'activité de base de la firme. La stratégie de diversification prend généralement appui sur une ou plusieurs compétences qui sont bien maîtrisées par la firme et qui permettent à celle-ci de compenser le manque, en termes de concurrence, engendré par une entrée récente dans un domaine d'activité nouveau.

Les effets de la synergie

Les effets de synergie sont généralement définis en fonction d'un de ces trois paramètres : augmentation des bénéfices, diminution du coût d'exploitation et réduction des besoins d'investissement.

La synergie permet à la firme de renforcer sa position concurrentielle soit dans la nouvelle activité, soit dans son activité de base. Elle est, de ce fait, un facteur lié au succès de la diversification.

Par ailleurs, la synergie offre souvent à la firme l'avantage d'un retour sur investissement consolidé plus élevé que dans le cas d'absence de cette synergie. A ce titre, il pourrait sembler que la diversification devrait se faire selon le principe de la synergie maximale : préférer les changements qui s'écartent le moins de l'expérience normale et des ressources internes de l'entreprise.

Ansoff fut l'un des premiers à montrer l'efficacité des diversifications « synergiques » (ou concentriques) par rapport aux diversifications conglomérales. Le fait d'exploitation des synergies permet, selon cet auteur, de conserver une cohérence d'ensemble de la firme qui s'appuie sur ses points forts pour entrer dans de nouvelles activités.

Les premiers travaux importants sur les relations qui existent entre la diversification, la synergie et la performance sont ceux de Rumelt (1974).

Ces travaux ont été suivis par de nombreuses recherches qui ont utilisé la même méthodologie que celle de Rumelt. Ces recherches ont abouti à des résultats assez contradictoires.

Parmi les nombreuses explications possibles à ces résultats, il y a le fait que l'exploitation des synergies ne produise pas systématiquement un effet positif. De plus, il est plus aisé de trouver une relation entre l'activité de base et les nouvelles activités que de concrétiser la synergie en pratique. En effet, le fait de posséder l'ensemble des compétences nécessaires à la réussite n'est pas cependant pas suffisant, il faut que la firme puisse les combiner d'une manière efficace.

La question qui se pose alors est : dans quelles conditions l'effet de la synergie peut-il être positif ? Ce problème a été soulevé et traité par la théorie contingente.

La synergie et l'avantage compétitif

La détermination des conditions favorables à l'exploitation de synergie est facilitée par le raisonnement en termes d'avantage compétitif.

Dans le cas où la pratique de diversification permettrait à la firme l'exploitation des complémentarités entre l'activité de base et la nouvelle activité, elle induit un avantage compétitif, que ce soit dans son domaine d'activité de base ou bien dans le nouveau métier, qui s'exprime à travers les synergies opérationnelles obtenues.

Porter (cf. bibliographie) a développé les bases de la théorie contingente. Cette théorie repose sur le concept d'*avantage compétitif*. Il s'agit de ce qui distingue la firme de ses concurrents, de ce qu'elle offre de mieux, de plus, ou de moins cher à ses clients. Cette distinction explique pourquoi les clients vont vers la firme en question plutôt que vers ses concurrents.

Trois dimensions caractérisent l'avantage compétitif :

- Sa nature : soit avantage de moindres coûts dans le cas où la firme serait leader en matière de coûts ou bien avantage de différenciation si la firme est en mesure d'offrir un produit ou un service pour le client présentant un caractère unique ;
- Sa taille : le différentiel de performance est censé augmenter en faveur de la firme avec l'importance de l'avantage qu'elle présente aux clients par rapport aux concurrents ;
- Sa durabilité : plus l'avantage est durable, plus la rentabilité à moyen ou long terme est garantie.

L'avantage compétitif est pour une firme une source de la performance. Pour assurer sa pérennité, la firme doit donc créer et maintenir cet avantage dans chacun de ses domaines d'activité stratégiques.

□ Les explications basées sur les économies d'envergure

Les synergies opérationnelles sont générées au niveau du centre opérationnel ainsi que des départements fonctionnels et peuvent résulter du partage de certains actifs entre des produits différents. La diversification peut aboutir à la réalisation d'économies d'échelle dans la mesure où les caractéristiques des systèmes techniques rendent possible un tel partage.

Les synergies opérationnelles ainsi obtenues sont appelées « économies de gamme » ou « économies d'envergure » (*“economies of scope”*) car elles sont le résultat de l'étalement des coûts sur une gamme donnée de produits.

Le choix des activités de diversification devrait donc s'effectuer à travers une recherche de complémentarités et d'effets de synergie qui permettent des économies d'envergure.

D'un point de vue opérationnel, pour qu'une diversification puisse réaliser des économies d'envergure, il faut donc qu'il y ait partage de ressources et/ou transfert de compétences entre des activités distinctes.

Le concept d'économies d'envergure a été introduit par J.C. Panzar et R.D. Willig (1977) qui ont montré qu'au-delà des économies d'échelle dérivant de la taille des activités d'une firme, il existe des économies de coûts résultant de l'envergure des activités d'une firme. Il s'agit des économies obtenues grâce à la production de différents outputs au sein d'une même firme.

La condition suffisante de leur apparition réside donc dans la propriété de sous-additivité de la fonction de coût, sachant que la condition nécessaire tient à la possibilité d'un partage des actifs entre différents produits.

Selon Panzar et Willig (1981), les économies d'envergure constituent une condition nécessaire et suffisante au développement de la firme multiproduit.

Le travail de Bailey & Friedlaender (1982) a montré que les économies d'envergure peuvent trouver leur explication dans le fait qu'un output peut être utilisé en tant que produit intermédiaire dans la production d'un autre produit.

D'un point de vue économique, les économies d'envergure correspondent donc à des économies de coûts qui résultent de la production jointe de plusieurs produits distincts et apparaissent lorsqu'il est moins coûteux de réaliser la production de ces produits dans une seule entité que de le faire à travers autant de firmes spécialisées dans la production de chacun d'eux. Cette notion prend une dimension plus large dans le cadre d'une analyse stratégique.

La firme, en se diversifiant, tente de se donner une envergure d'activités, d'opérations, de produits et de marchés dans le but d'une part, d'utiliser au maximum toutes ses ressources et tous ses actifs (tangibles et intangibles) qui sont sa propriété exclusive et d'autre part, de pouvoir s'équiper de moyen et d'outils qui peuvent lui permettre d'améliorer sa performance.

Cependant, la diminution des coûts résultant d'une diversification est très difficile à mesurer. En effet, l'utilisation du concept de coût moyen est délicate et les propriétés de sous-additivité des coûts sont difficiles à démontrer (cf. W. Baumol, J. Panzar et R. Willig, 1982). L'ampleur des économies d'envergure peut être mise en doute de la même manière qu'est relativisée l'importance des économies d'échelle (cf. F.M. Scherer, 1980 ; P. Geroski et A. Jacquemin, 1984).

De plus, même si la diversification permet de diminuer certains coûts, elle en ajoute inévitablement d'autres : coûts de coordination, coûts de compromis (obtenir une solution acceptable pour les deux parties) et d'inflexibilité (difficulté à répondre à des modifications de la concurrence, création de barrières à la sortie, etc.). De même, le fait d'entreprendre une activité nouvelle entraîne de nouveaux coûts de gestion pour le groupe (implantation du système de comptabilité, échange d'informations, politiques de ressources humaines, etc.). Le choix d'une firme qui veut se diversifier se fait donc à travers la balance, d'une part, des coûts et des contraintes entraînées par la diversification et d'autre part, des avantages que celle-ci procure.

La recherche d'économies d'envergure ne constitue pas une raison suffisante du choix de la diversification par la firme comme un mode de son développement. En effet, plusieurs autres travaux montrent qu'il existe d'autres explications de ce choix qui reposent sur éléments autres que les coûts d'envergure. Nous exposons les plus importantes dans la suite de la présente sous-section.

De plus, comme les économies de coûts de transaction, les économies d'envergure sont difficiles à quantifier. Ceci rend l'explication de la diversification en termes de ces économies difficilement vérifiable.

□ **Des explications en termes de coûts de transaction**

La question de savoir si les économies d'envergure sont un motif suffisant : selon Teece, ces économies ne représentent pas une raison d'être suffisante pour les firmes diversifiées.

En effet, Teece (1980), en s'interrogeant sur les raisons de l'existence des firmes multiproduits, trouve que l'explication basée uniquement sur les économies d'envergure est incomplète. Son argument est que si la théorie des économies d'envergure explique l'intérêt des productions jointes, elle ne fournit aucune explication sur le fait que ces productions jointes devraient être organisées dans une même entité (firme multiproduits).

Pour pallier ce manque, Teece propose une analyse alternative en étendant l'analyse théorique développée par Williamson pour l'explication de l'intégration verticale, à savoir la théorie des coûts de transaction.

Selon cet auteur, les principales différences entre l'intégration verticale et la diversification résident dans les types des transactions à internaliser. Alors que l'intégration verticale implique l'internalisation des approvisionnements en inputs tangibles (comme les composants et les matières premières), la diversification peut être considérée comme un mécanisme pour capter des économies d'intégration associées à un approvisionnement simultané d'inputs commun à un nombre de processus de production adaptés à des marchés de produits finaux distincts.

Son analyse concerne la spécificité des facteurs de production et les coûts de transaction qui correspondent aux déplacements de ces facteurs à l'intérieur de la firme. Dans le cas où les économies externes seraient importantes et peuvent induire des économies d'envergure et où d'important coûts de transaction sont à supporter par la firme, alors, selon cet auteur, celle-ci devrait opter pour la diversification.

Cette explication rencontre les mêmes difficultés que celle rencontrées dans la théorie des coûts de transaction, à savoir la difficile quantification de ces coûts et donc des économies engendrées.

Le raisonnement en termes d'économies de coûts (de transaction ou d'envergure) s'avère donc difficile à formaliser et à prouver empiriquement. Pour cela, nous nous sommes intéressés à d'autres explications qui elles ne concernent pas les coûts de la firme mais le risque global lié à son activité et auquel elle doit faire face pour assurer sa pérennité.

□ Les explications en termes de diversification du risque

La diversification repose sur la théorie de réduction des risques basée sur la théorie du choix optimal de portefeuille. Elle exerce en général une influence significative sur le risque de la firme, dans le sens d'une réduction.

Pour le dirigeant, le risque est défini comme l'instabilité de la rentabilité de l'entreprise qu'il dirige. Pour éviter les conséquences du risque, le dirigeant doit parvenir à le gérer.

La gestion du risque est le processus qui évalue l'arbitrage entre les gains et les coûts d'une réduction des risques et indique quelle stratégie choisir.

La plupart des décisions d'allocation de ressources subissent l'influence du risque et sont, par conséquent, en partie des décisions de gestion du risque.

Le processus de gestion du risque comporte cinq étapes :

- identification du risque,
- évaluation du risque,
- sélection des techniques de gestion du risque,
- mise en œuvre, et
- contrôle.

D'autre part, il existe quatre techniques de gestion du risque :

- éviter le risque,
- prévenir le risque,
- absorber le risque, et
- transférer le risque

Le risque associé à un portefeuille d'investissements d'une firme est défini comme la variance de la rentabilité de ce portefeuille. La rentabilité des actifs peut être calculée à partir du bénéfice d'exploitation et du bénéfice net.

De plus, il existe trois moyens de transférer le risque : se couvrir, s'assurer ou **se diversifier** (ou s'intégrer verticale).

Les firmes peuvent donc tenter de se diversifier dans le but de répartir les risques sur différents marchés et ainsi stabiliser leur activité (D.E. Mead, 1978 ; F.M. Scherer, 1980). Se diversifier dans une autre industrie peut conduire à une réduction du risque tant que les flux du bénéfice des différentes activités ne sont pas parfaitement corrélés, le risque étant mesuré par la variation du bénéfice par rapport au bénéfice moyen.

Il s'agit en particulier d'éviter toute dépendance vis-à-vis d'un seul produit ou d'un seul marché. En fait, la diversification permet de créer des effets de gamme (lorsque la firme a un avantage de coût dans la production de plusieurs biens), généralement pour répondre aux changements de la demande. Parallèlement, c'est des effets de génération qui sont recherchés. Ces effets consistent à obtenir des phases de développement des produits, étalées selon des degrés de maturité des marchés, ce qui permet aux groupes de sortir, au moins partiellement, du cycle propre à leurs activités de base.

Le principal avantage de la diversification réside donc dans la possibilité d'augmenter ses rendements à long terme en réduisant au minimum le risque ainsi que les effets de la volatilité des marchés.

Plus particulièrement, la diversification devrait limiter les risques parce qu'elle stabilise les activités. Cet effet est dû à la présence d'une diversification sectorielle qui peut être combinée à une diversification géographique. La stabilité dépend alors de la cyclicité comparée des différentes activités.

Pour justifier nos propos, il paraît nécessaire d'étudier les relations la diversification et la stabilité de l'activité des groupes (stabilité au niveau des profits).

Mesure de la diversification des risques

Une diversification dans l'optique de répartition des risques a généralement des effets au niveau financier, à travers, par exemple, une réduction de la variation des profits globaux. Cependant, la réalisation d'une analyse de la stabilité des profits est délicate car peu d'informations sont divulguées par les groupes. En effet, certains éléments financiers détaillés sont particulièrement difficiles à obtenir dans le cas des activités de diversification et la séparation des segments d'activités n'est généralement pas nette.

Pour pallier ce manque d'informations, une approche différente peut être retenue dans le cas des grandes firmes cotées en bourses. Il s'agit d'analyser les performances boursières de ces firmes qui sont plus accessibles dans la mesure où les cotations sont publiques.

La diversification devrait, en théorie, stabiliser la rentabilité avant la prise en compte de la structure financière de la firme, ce qui conduit à la réduction du risque d'exploitation. En effet, dans le calcul du risque d'exploitation, le bénéfice d'exploitation n'est pas affecté par la structure financière de la firme. Le bénéfice net, quant à lui, est utilisé dans le calcul du risque financier. Ce bénéfice dépend du montant des frais financiers qui sont liés au mode de financement de la firme. Dans le cas où la diversification exercerait un effet stabilisateur sur la rentabilité de la firme, cet effet devrait être plus significatif en utilisant le bénéfice d'exploitation, car l'influence de la structure financière de la firme n'est pas encore introduite.

Une diversification signifie une présence dans des activités différentes et souvent dans des industries différentes. La firme qui se diversifie dans plusieurs industries est en mesure de réduire ses risques liés à son (ou ses) activité(s) de base.

Toutefois, l'explication en termes de réduction du risque se heurte à une difficulté liée à la mesure de la volatilité des activités d'une firme. Les données nécessaires pour le calcul de la variation des profits globaux de la firme ne sont pas toujours disponibles. Cependant, ce problème est souvent surmontable et des méthodes alternatives, même si elles sont approximatives peuvent donner une idée satisfaisante de la diversification des risques dans le cas de la présence de la firme dans plusieurs activités et plusieurs secteurs.

1.3. L'intégration verticale : un mouvement stratégique très suivi par les firmes

Nous traitons dans cette section un cas particulier de diversification qu'est l'intégration verticale. Nous insistons sur les déterminants de cette pratique tels qu'ils sont analysés dans les différents travaux sur ce sujet. Avant de développer ces déterminants, nous rappelons la définition de l'intégration verticale, ses types et ses formes. Nous nous intéressons également au cas de l'intégration verticale dans la distribution qui fera l'objet de la dernière sous-section.

1.3.1. L'intégration verticale : un cas particulier de diversification

L'intégration verticale est un cas particulier de la diversification. La firme entre dans une nouvelle activité mais suivant la chaîne d'opérations du produit de base.

D'après Very (1991), « si la réalisation d'une nouvelle étape du processus de production/vente entraîne l'entreprise dans de nouvelles arènes concurrentielles, l'intégration verticale doit être considérée comme diversification (même si les liens particuliers sont exploités en termes de transactions internes) ».

L'intégration verticale constitue un type très répandu de diversification, fondée sur l'exploitation de synergies de compétence, de façon plus ou moins intuitive, mais très souvent perçue au travers de la structure des prix de revient.

Part ailleurs, les études théoriques sur l'intégration verticale révèlent l'existence de deux conceptions :

- *Approche structure-conduite-performance* où l'intégration verticale est un concept sectoriel et donc un élément de la structure du marché. L'intégration verticale est considérée plus comme une contrainte du secteur qu'une décision stratégique émanant de la firme. Cette approche a largement été développée par Sichel (1973)¹⁷.
- *Approche axée sur la firme* qui considère l'intégration verticale comme un choix de la firme, reflétant son comportement stratégique. Dans le cadre de notre travail de recherche, nous nous intéressons uniquement à cette approche car elle correspond à l'analyse qui apporte des éléments de réponse à notre problématique.

Plusieurs travaux ont été faits dans ce sens. Adelman (1949) considère qu'une firme est intégrée lorsqu'elle « transmet d'un de ses départements à un autre un bien ou un service qui peut, sans adaptation majeure, être vendu sur le marché ».

¹⁷ Sichel W., Vertical integration as a dynamic industry concept, *The Antitrust Bulletin*, vol. 18, fall 1973, pp. 463-482

En général, une firme est dite verticalement intégrée si elle regroupe au moins deux activités de sorte que l'output d'une activité soit l'un des inputs d'une autre activité.

Deux types d'intégration verticale sont à distinguer :

- **l'intégration verticale amont** où l'espace stratégique est l'activité que la firme décide de remonter.
- **l'intégration verticale aval** où l'espace stratégique est l'activité que la firme décide de descendre.

Par ailleurs, nous distinguons trois formes d'intégration verticale :

Intégration physique : C'est une intégration réalisée pour des motifs d'ordre physique ou industriel. Il s'agit d'un regroupement physique des activités amont et aval. Cette intégration est pratiquement abandonnée par les grandes firmes qui optent plus pour un découplage des activités (ou dé-intégration).

L'intégration économique : Il s'agit d'intégration verticale ouverte (J-M. Chevalier, 1988) : il y a bien intégration verticale mais elle ne porte pas sur l'ensemble des flux et, à chaque étape de la filière, la firme peut acheter ou vendre à l'extérieur. Les activités amont et aval coexistent, sans qu'il y ait nécessairement une liaison physique entre les activités.

Les deux types et formes d'intégration verticale ci-dessus peuvent être réalisées suivant deux modes d'organisations : internalisation complète de l'activité ou intégration verticale partielle (recours au mode d'action coopératif) que nous définissons ci-dessous.

1.3.2. L'intégration verticale partielle : un élargissement de la notion d'intégration verticale

Le terme d'intégration verticale partielle est utilisé lorsque la firme a recours à des modes d'organisation de ses activités qui combinent les caractéristiques des firmes et des marchés. Dans notre travail de recherche, nous traitons de l'intégration verticale au sens large qui regroupe à la fois l'intégration verticale stricte (internalisation des activités par croissance interne ou croissance externe) et intégration verticale partielle (acquisition d'une partie du capital d'une firme en aval ou en amont, alliances stratégiques, partenariats, etc.). Cet aspect de l'intégration verticale fera l'objet des chapitres 3 et 4.

Dans ce chapitre, nous faisons abstraction de modes d'organisation de l'activité intégrée en nous intéressant seulement au fait qu'une firme décide d'entrer dans une nouvelle activité. Nous utilisons souvent le terme "intégration verticale" pour parler de l'intégration verticale au sens large dont les déterminants sont analysés dans la prochaine sous-section.

1.3.3. L'intégration verticale dans la distribution : un moyen stratégique pour assurer les débouchés

Cette intégration a lieu lorsqu'un producteur amont décide d'entrer dans la distribution de son produit final. Il peut pour cela acquérir son détaillant et donc disposer de son réseau de distribution ou bien développer lui-même son propre réseau.

L'intégration verticale dans la distribution résout les problèmes inhérents aux contrats de long terme entre le producteur et le distributeur (incertitude, investissements spécifiques et coûteux). Plus le niveau optimal des investissements consacrés par le distributeur est haut et plus le degré d'incertitude est élevé, plus c'est efficace pour le producteur de posséder tout ou une partie de son distributeur. De plus, plus le nombre des conditions contractuelles nécessaires est grand et plus grande est la difficulté de définir et de mettre en application les règles contractuelles, plus forte est la motivation du producteur à acquérir son distributeur.

Williamson définit les "économies de champ" comme étant les bénéfices que peut réaliser une firme qui produit un bien final en s'intégrant en aval dans la distribution et en vendant son produit en même temps que d'autres produits complémentaires.

Ces économies peuvent constituer une incitation pour une firme à s'intégrer dans la distribution. D'autres explications sont exposées dans la sous-section suivante.

1.3.4. Les déterminants de l'intégration verticale : l'économie des coûts de transaction au centre des analyses

Nous examinons dans ce paragraphe les principaux facteurs qui expliquent l'intégration verticale tels qu'ils sont analysés dans certaines théories de la firme.

Tout d'abord nous rappelons les avantages de l'intégration verticale que nous retrouvons souvent dans la littérature :

- Un avantage compétitif basé sur la sécurité des approvisionnements ou des débouchés.
- Une différenciation accrue par rapport aux concurrents notamment au niveau des coûts de production ou de distribution ou par un service de plus grande qualité.
- La maîtrise des technologies complémentaires.
- La réduction des coûts de production liée à la combinaison d'opérations distinctes d'un point de vue technologique.

Plusieurs raisons peuvent expliquer l'intégration verticale.

L'accès aux compétences est facilité par la bonne connaissance du nouveau secteur qui permet également de juger du degré de difficulté d'acquisition des compétences nécessaires au succès. De plus, la stratégie d'intégration est fondée sur des préoccupations de type rationnel, comme :

- La garantir d'une certaine sécurité des approvisionnements (délais, quantité, qualité).
- La captation d'une part plus importante de la marge dégagée le long de la filière.
- La possibilité d'ajuster la répartition des marges entre les différents segments de la filière pour être concurrentiel.

Ces quelques raisons se rattachent toutes à la notion de filière de production qui est fondée sur la perception des flux physiques au travers des différents stades de production.

Plusieurs arguments peuvent être donnés pour expliquer l'intégration verticale.

Tout d'abord, une firme veut profiter des avantages financiers en s'appropriant les marges bénéficiaires des fournisseurs (cas de l'intégration verticale amont) et/ou des clients (cas de l'intégration verticale aval) et en baissant les coûts du fait de l'internalisation de transactions auparavant externes (coûts de transaction), ainsi que le coût des stocks intermédiaires.

Par ailleurs, la firme, en s'intégrant, profite des avantages techniques et technologiques : réduction du nombre d'opérations techniques, meilleur contrôle de la qualité et acquisition de nouvelles technologies amont et/ou aval.

D'autres avantages stratégiques peuvent inciter la firme à s'intégrer, comme l'augmentation du pouvoir sur les marchés, la possibilité d'ajuster les prix de cession, l'élévation des barrières à l'entrée et donc amélioration de la position concurrentielle, la garantie des approvisionnements ou des débouchés (marchés captifs) et une meilleure adéquation entre les aptitudes de la firme et les facteurs de réussite sur le marché (pour l'intégration aval).

Selon Ph. Very (1991), un mouvement d'intégration verticale peut être entrepris par une firme pour répondre à un besoin d'acquisition d'une ressource ou compétence permettant de renforcer sa position concurrentielle dans un domaine d'activité stratégique.

En théorie, les firmes s'intègrent pour de nombreuses raisons qui peuvent se combiner entre elles. La revue de la littérature nous a permis de classer les déterminants de l'intégration verticale en quatre catégories :

□ **Les explications s'appuyant sur les facteurs technologiques**

Dans les explications de la théorie néo-classique de la firme, l'intégration verticale est justifiée par la recherche d'économies de nature technologiques : économies d'échelle et d'envergure. La firme, en combinant un ensemble d'activités (semblables ou distinctes) d'un point de vue technologique, est en mesure de réduire ses coûts et accroître son efficacité du fait de la réduction du nombre d'étapes du processus productif rendue possible grâce à une meilleure coordination de celles-ci.

La recherche d'un coût de production minimum et donc le besoin de bénéficier des économies d'échelle et celles d'envergure constitue un motif à l'intégration verticale. En effet, si une firme peut diminuer ses coûts de production en augmentant son volume de production ou le nombre de biens produits, elle décidera de s'intégrer.

Selon J.S. Bain (année ?) : "un avantage absolu en matière de coûts existe lorsque les coûts unitaires prévisionnels des entrants potentiels sont, pour des niveaux courants de production, supérieurs à ceux des entreprises en place".

Cet avantage peut se déduire de l'existence de positions « clés » dont la firme peut disposer en matière d'approvisionnements indispensables à la fabrication des produits ou du fait de la détention des sources d'approvisionnement. En effet, le contrôle des ressources en matières premières donne un atout considérable à ses détenteurs.

L'intégration verticale et la diversification peuvent être des moyens de récupérer une valeur ajoutée importante. Dans le cas de l'intégration verticale, il s'agit généralement de bénéficier de la valeur ajoutée générée par un distributeur ou par un fournisseur.

C'est ainsi que la commercialisation aux clients finals des matières premières produites ou la production d'outputs à partir de ces matières premières peuvent permettre aux firmes d'avoir de meilleures valeurs ajoutées en comparaison avec celles obtenues à partir de la vente de gros.

Par ailleurs, l'existence d'interdépendances technologiques entre les activités d'une firme est une des raisons explicatives de l'intégration verticale. En effet, lorsque la technologie possède des propriétés d'extensibilité, elle peut dans ce cas constituer un facteur incitatif majeur de l'intégration verticale de la firme.

De plus, dans certaines situations, les interdépendances technologiques peuvent être à l'origine d'importantes économies de coûts, notamment dans le cas où les opérations de production successives sont faites dans un même lieu et sous la coordination d'une autorité unique.

Des travaux sur ce sujet avancent que les interdépendances et les complémentarités technologiques sont des déterminants de l'intégration verticale et que la firme, en combinant des opérations distinctes d'un point de vue technologique, peut être plus efficace.

Selon Alchian et Demsetz¹⁸, l'interdépendance technologique est une des raisons principales de l'émergence de la firme.

En se basant sur des considérations technologiques et informationnelles, Crocker¹⁹ a développé ces arguments pour donner une explication de l'intégration verticale.

Dans son modèle, cet auteur considère l'entreprise comme une structure contractuelle qui implique d'une part, un entrepreneur propriétaire du capital et d'autre part, un certain nombre de fournisseurs de produits intermédiaires en possession d'informations précises sur leurs propres productivités. Comme ces productivités ont un lien entre elles, la structure de la firme permet à l'entrepreneur d'obtenir une information exacte sur elles, ce qui entraîne des économies d'information qui de ce fait, favorisent l'intégration verticale.

D'autres cas peuvent être cités concernant les motivations de nature technologique. Il peut s'agir de la réduction du nombre des opérations techniques et de l'amélioration du contrôle de qualité des produits. Un autre cas est celui de l'acquisition d'une bonne connaissance des technologies des activités amont et/ou aval, ce qui est essentielle à la réussite de la firme dans son activité de base. Enfin, une autre motivation importante de l'intégration verticale correspond au besoin de la firme à conserver des secrets de son processus productif dans le but de maintenir un avantage technique par rapport à ses concurrents.

Les explications basées sur les facteurs technologiques sont - comme nous l'avons mentionné dans l'analyse des économies d'envergure- confrontées au problème de la validation empirique du fait de la difficile opérationnalisation des économies (d'échelle ou d'envergure).

Les analyses des déterminants de l'intégration verticale selon les nouvelles théories de la firme, quant à elles, examinent des explications, autres que celles données par la théorie néo-classique, basées essentiellement sur les contributions de la théorie des coûts de transaction des analyses sur les caractéristiques des marchés et sur l'incertitude.

¹⁸ Alchian A.A., Demsetz H., Production, information, costs and organisation, *American Economic Review*, décembre 1972, vol. 62, n° 5, pp. 777-795

¹⁹ Crocker K.J., Essays on firm structure, Unpublished Doctoral Dissertation, Carnegie-Mellon University, 1981

□ Les explications issues de la théorie des coûts de transaction

L'intégration verticale s'est affirmée comme le cas paradigmatique de l'économie des coûts de transaction dont la théorie a été élaborée sur cette problématique. Elle a ainsi concentré la majorité des travaux empiriques, soit de manière directe (la décision d'intégration), soit de manière indirecte (les conséquences de l'intégration).

La théorie des coûts de transaction affirme que la décision d'intégration – en présence d'une forte spécificité des actifs – suit des objectifs d'efficacité (Williamson, 1985).

Les analyses modernes des déterminants de l'intégration verticale insistent essentiellement sur la recherche d'économies de coûts de transaction.

L'examen de ces déterminants passe alors par la recherche des facteurs qui font apparaître ou augmenter les coûts de transaction.

L'existence des coûts de transaction a pour principale origine l'imperfection de l'information ou plus particulièrement l'asymétrie de l'information. En effet, les coûts d'utilisation du marché sont pratiquement nuls lorsque les agents disposent de l'information nécessaire à la réalisation de leurs transactions à un coût nul grâce au mécanisme du prix.

L'imperfection de l'information a pour première conséquence la nécessité pour les agents d'acquiescer et d'échanger l'information. Cependant, l'échange d'information est coûteux du fait de son asymétrie. Dans ce cas, la minimisation des coûts d'échange passe par le recours à l'organisation interne.

La seconde conséquence de l'imperfection de l'information réside dans l'incertitude du contexte dans lequel les échanges s'effectuent. En raison de cette incertitude, les agents sont considérés comme faisant preuve d'une rationalité limitée. Les transactions sont donc sujettes au comportement opportuniste de certains agents. Ces hypothèses de rationalité limitée et d'opportunisme tendent à accroître les coûts d'échange par le marché (les coûts de transaction). Ces derniers sont particulièrement élevés lorsque les actifs qui font l'objet de la transaction sont spécifiques. En effet, la présence d'actifs spécifiques rend plus coûteuses les conséquences des hypothèses de rationalité limitée et d'opportunisme.

La théorie des coûts de transaction identifie le degré de spécificité des actifs comme étant le principal déterminant de la décision d'intégration verticale de la firme.

Cette stratégie est considérée comme le mode d'organisation des transactions le plus efficace en terme de coûts lorsque les coûts du recours au marché sont élevés. Cependant, l'internalisation des transactions a également un coût qui peut être lui aussi élevé.

Plus précisément, une firme doit faire face à deux types d'incertitudes : une incertitude externe, relative aux échanges avec son milieu qui entraîne des coûts d'échange (CE) et les charges qui leur sont liées. Et une incertitude interne provenant des transactions qui s'opèrent en son sein²⁰ qui naît de l'existence d'unités en interaction dans la firme qui entraîne des coûts administratifs de coordination (CC).

Les coûts d'organisation (CO) liés à l'incertitude aussi bien interne qu'externe sont constitués par la somme des deux types de coûts CE et CC. Nous avons donc : $CO = CE + CC$

²⁰ Galbraith, Organisation design : an information processing view, *Working Paper M.I.T.*, 1969

Boizette J.P., Le développement de l'entreprise et les stratégies d'intégration, ADEFI/FNEGE. Filière industrielle et stratégies d'entreprises, septembre 1978

Coase (1937) souligne le fait que l'intégration au sein de la firme d'activités effectuées auparavant par le marché, entraîne une réduction des coûts d'échange (CE) plus importante que l'accroissement des coûts de coordination (CC) résultant de l'intégration des nouvelles activités.

Cet auteur est à l'origine de l'idée selon laquelle l'existence de coûts de transaction peut constituer une incitation à l'intégration verticale.

Williamson reconnaît l'influence de la technologie sur le dimensionnement de la firme, mais estime que le recours seul à des considérations techniques est insuffisant pour expliquer l'existence des firmes²¹. Selon cet auteur, pour analyser les raisons qui conduisent une firme à s'intégrer, il est plus satisfaisant de recourir à la notion de coûts de transaction.

En effet, dans son modèle transactionnel, Williamson considère que l'abandon du marché n'est pas dû à la technologie, comme le soutiennent Alchian et Demsetz (1972), ni aux seules réductions des coûts de production résultant de l'intégration, comme le défend l'économie industrielle néo-classique. Selon cet auteur, cet arbitrage marché-hiérarchie est lié directement aux coûts générés par les transactions (1975). Le recours au marché peut en effet engendrer des coûts qu'il est possible de minimiser en organisant les relations au sein de la firme, la règle étant que les coûts internes de gestion et de coordination doivent rester inférieurs aux coûts externes ou coûts de transaction.

Cependant, pour pouvoir affirmer que le recours à l'internalisation est moins coûteux que le recours au marché, il faut calculer ces deux types de coûts pour une firme qui est sur le point de prendre une décision d'intégration. Ces coûts comme nous l'avons déjà dit sont difficiles à quantifier à cause du manque d'informations nécessaires.

□ Les explications basées sur les caractéristiques des marchés

L'analyse de la littérature théorique relative à l'intégration verticale révèle l'existence d'une certaine controverse. Certains auteurs attribuent ceci au fait que l'intégration verticale n'a jamais trouvé une explication dans la théorie de la valeur. Selon les hypothèses de cette théorie, l'intégration verticale est une anomalie : les firmes n'ont aucun besoin à s'intégrer dans un marché caractérisé par une concurrence pure et parfaite et où les coûts et les prix des consommations intermédiaires et des produits sont connus et le coût de l'information nul. En effet, dans le cas d'un fonctionnement parfait du marché, l'équilibre entre l'offre et la demande est reflète par le prix du produit, les firmes n'ont donc aucun gain à s'intégrer.

Cependant, un marché parfaitement concurrentiel n'existe pas dans la réalité, ce qui entraîne un relâchement de l'une des hypothèses de la théorie de la valeur et donc une incitation pour la firme à s'intégrer verticalement. Dans ce cas, les firmes pourraient s'intégrer soit en amont pour éviter des prix de facteurs élevés résultant d'un contrôle monopolistique²², soit en aval pour prévenir des substitutions dans les derniers stades de production ou pour étendre leur pouvoir monopolistique en aval²³.

²¹ Koenig G., Joffre P., Coûts de transaction et frontières de l'entreprise, *Analyses de la SEIDES*, n° 29, Septembre 1982

²² Spengler J.J., Vertical integration and antitrust policy, *Journal of Political Economy*, august 1959, vol. 58, pp. 247-352

Mc Kenzie L.W., Ideal output and the interdependence of firms, *Economic Journal*, december 1951, vol. 61, pp. 785-8032

²³ Vernon J.M., Graham D.A., Profitability of monopolisation by vertical integration, *Journal of Political Economy*, september/october 1971, vol. 79, pp. 924-925

L'analyse des déterminants de l'intégration verticale dans la théorie économique procède donc directement de l'imperfection des marchés.

La relation qui existe entre les caractéristiques des marchés, les conditions concurrentielles que subissent les firmes et les stratégies de croissance choisies par ces firmes est l'une des préoccupations majeures des recherches en économie industrielle et en gestion stratégique. Plusieurs travaux, notamment ceux de la Harvard Business School²⁴ se sont penchés sur l'influence des caractéristiques des marchés. Ces travaux ont montré qu'il existe une relation entre les activités stratégiques des firmes et les caractéristiques de l'environnement (les marchés en particulier). L'hypothèse généralement admise est que les firmes adoptent des comportements stratégiques différents selon les caractéristiques de leurs activités principales et les pressions concurrentielles qu'elles subissent.

Stigler²⁵ a montré que l'étendu de l'intégration verticale dépend de la taille du marché. Selon cet auteur, une augmentation des opportunités pour des firmes indépendantes de se spécialiser dans un stade de la chaîne de production ou de distribution est notée lorsque le marché est grand.

Cependant, l'étendu et le degré d'intégration verticale se verraient ensuite limités avec un tel développement de la spécialisation.

Par ailleurs, d'autres travaux considèrent les variables telles que le cycle de vie de l'activité, la concentration du secteur de l'activité de base et l'incertitude sur le marché comme étant des déterminants structurels.

Avec l'extension des quantités vendues, le besoin d'assurer et de sauvegarder les parts de marché est de plus en plus fort durant la phase de maturité du produit, notamment lorsque l'évolution de l'activité tend vers une structure d'oligopole. L'accroissement de la sécurité de la firme durant cette phase est fait à travers sa domination sur la fraction la plus large de la chaîne productive (Parent, 1978)²⁶. L'assurance de fournitures régulières et de débouchés stables prend dans ce cas une grande importance, et la stratégie d'intégration verticale en phase de maturité peut être justifiée (Parent, 1978).

Quant à l'influence des conditions concurrentielles sur les comportements stratégiques des firmes, celles-ci adoptent des comportements stratégiques différents selon les pressions concurrentielles qui s'exercent dans leur secteur d'activité principale²⁷.

Ainsi, les firmes qui se développent dans des marchés relativement stables où les pressions concurrentielles sont faibles, et qui détiennent des parts de marché relativement importantes, auraient tendance à adopter une stratégie de forte intégration verticale.

D'autre part, les stratégies d'intégration verticale ont souvent été considérées comme des pratiques visant à restreindre la concurrence. Cette vision provient de la possibilité, qui s'offre à la firme qui s'intègre, de bénéficier des économies d'échelle potentielles ou de réaliser des économies technologiques.

²⁴ Rumelt R.P., ...

Dyas G.P., Thanheiser H.T., *The Emerging European Enterprise : Strategy and Structure in French and German Industry*, Londres, Mac Milan, 1976

²⁵ Stigler G., The division of labor is limited by the extent of the market, *Journal of Political Economy*, vol. LIX, n° 3, juin 1951

²⁶ Parent J., *Les firmes industrielles : croissance des firmes et structures industrielles*, Tome 2, Presses Universitaires de France, 1978

²⁷ Selon les travaux d'analyse stratégique, notamment ceux des chercheurs de Harvard Business School (Rumelt R.P.; Dyas G.P., 1976).

Ces motifs induisaient un lien automatique entre l'intégration verticale et l'augmentation du pouvoir de marché et de la concentration.

Celle-ci constitue l'une des caractéristiques sectorielles qui est une dimension importante de la structure du marché. Cette caractéristique contribue grandement à l'explication des comportements, des performances et du pouvoir de marché des firmes.

Le processus de concentration peut être défini comme étant l'ensemble des liens qui s'établissent entre des firmes situées à des stades identiques (concentration horizontale) ou à des stades différents de la filière d'un produit (concentration verticale).

Une seconde définition de la concentration concerne la description de la structure à laquelle le processus (de concentration) a abouti. Ainsi, un secteur d'activité est considéré comme concentré lorsqu'un nombre réduit de firmes contribue pour une large part aux ventes, à l'emploi, à la valeur ajoutée ou toute autre grandeur.

Par ailleurs, ce processus a entraîné l'apparition des lois antitrust aux Etats-Unis dans les années 1920 qui avaient pour objectif de freiner les mouvements d'intégration verticale. Selon ces lois, une firme intégrée verticalement possède un pouvoir de monopole et engendre automatiquement une saisie du marché ("*market foreclosure*") qui consiste en l'exclusion des concurrents de la firme qui s'intègre.

L'exclusion des concurrents aval non intégrés a lieu lorsque ceux-ci sont privés des offres d'inputs contrôlés par la firme intégrée. De même pour les concurrents amont non intégrés lorsqu'ils sont exclus des achats des divisions aval de la firme intégrée.

Plusieurs modèles de concurrence ont été développés pour analyser le motif de saisie du marché : le modèle général de Allen (1971), le modèle d'oligopole de Salinger (1988) et les modèles de duopole de Ordober, Saloner et Salop (1990) et de Hart et Tirole (1990).

La pratique de saisie du marché induit parfois une stratégie d'augmentation de coûts des concurrents ("*raising rivals*" strategy) (Salop et Scheffman, 1983) qui a pour objectif, à terme, de forcer les firmes concurrentes à quitter l'industrie.

Cependant, la firme, en s'intégrant, n'a pas toujours une intention de saisie du marché ou d'augmentation des coûts des concurrents. Une firme intégrée et dominante dans un marché peut vouloir simplement conforter ou stabiliser son avantage par rapport à ses concurrents. Il s'agit, d'une part, de maximiser les profits dus à sa situation de domination et d'autre part, de dissuader, par une augmentation du coût d'implantation, l'entrée d'un rival potentiel susceptible de remettre en cause cette situation.

□ Les explications en termes de réduction du risque

Le souci d'une firme aval est d'assurer ses approvisionnements. Elle veille donc à ce que ses fournisseurs lui délivrent les inputs nécessaires en respectant les conditions (quantités, prix, délais) prévues dans les contrats. Sa présence en face d'une firme amont dominante fait augmenter les risques liés aux contrats.

La capacité de la firme aval (détaillant) à fixer le prix du bien final influence les incitations de la firme amont à l'intégration verticale. Lorsque la première fixe le prix du bien final, celui-ci ne correspond pas forcément au prix qui permet à la seconde de maximiser ses profits, ce qui l'amène à intégrer le détaillant.

Pour pallier ces problèmes, une firme peut décider de s'intégrer car l'intégration verticale peut lui permettre d'amortir les fluctuations du marché (cf. section sur les raisons de la diversification) tout en garantissant ses débouchés et/ou ses approvisionnements.

En effet, lorsqu'une firme amont intègre une firme aval productrice, celle-ci devient une de ses divisions qu'elle approvisionne en inputs. De même, dans le cas où la firme aval est le distributeur (ou détaillant) de l'output de la firme amont, son intégration constitue pour celle-ci un moyen d'assurer des débouchés.

L'intégration verticale permet donc à la firme de stabiliser ses parts de marché. Elle permet également d'éviter la substitution d'input. En effet, une firme amont peut décider d'intégrer des activités aval dans le but d'empêcher les acteurs aval de substituer l'input qu'elle leur vend par un autre input.

Plusieurs études sur la diversification du risque au moyen de l'intégration verticale ont été effectuées.

R.C. Levin (1981) teste la liaison entre la stabilité des profits et l'intégration verticale, la taille de la firme, le degré d'internationalisation et le taux d'endettement. Seul parmi ces critères, l'intégration verticale apparaît avoir un effet significatif sur la stabilité des profits sur la période.

E.J. Mitchell (1976) montre que, jusqu'au niveau optimal, l'intégration verticale permet de réduire le risque. Au-delà de ce niveau, l'intégration entraîne au contraire une augmentation du risque.

La théorie de l'intégration verticale qui traite de la réduction de l'incertitude a pour objectif l'analyse des conditions et des circonstances dans lesquelles l'incertitude et le risque peuvent être à l'origine d'une incitation à l'intégration ou à la désintégration verticale des firmes. Selon cette branche de la théorie de l'intégration verticale, le fait de s'intégrer peut réduire les besoins de collecter certaines informations concernant le marché, ce qui réduit le coût global de l'information.

Il est généralement admis que l'intégration verticale constitue un moyen de réduire l'incertitude de l'environnement de la firme en substituant des biens et services acquis sur le marché, des biens et des services que la firme produit elle-même.

Cependant, certains inconvénients de l'intégration verticale prennent souvent le dessus, notamment en période de récession ou d'incertitude. Parmi ces inconvénients, nous pouvons citer le manque de flexibilité, la rigidité des structures dimensionnelles et la forte intensité capitalistique.

Ces explications rejoignent celles de la diversification des risques dans le cas d'une diversification. Toutefois, ces dernières mettaient l'accent sur le fait qu'une présence d'une firme dans plusieurs secteurs non corrélés lui permettait une réduction de son risque globale du fait de sa diversification.

L'intégration verticale est considérée comme une forme de diversification, les deux explications peuvent être combinées pour avoir une explication de réduction de l'incertitude en général.

Conclusion

L'analyse de la littérature théorique et empirique de la diversification et de l'intégration verticale nous a permis de mieux les comprendre ces deux modes de développement de la firme, de mieux cerner notre problématique et surtout de nous rendre compte de la complexité des phénomènes liés au comportement des firmes dans un environnement incertain.

Les développements concernant les déterminants de ces modes de développement sont nombreux et font intervenir plusieurs facteurs : facteurs internes liés à la firme elle-même ou facteurs externes concernant son environnement extérieur. La plupart des analyses étudiées dans le cadre de ce travail révèlent des insuffisances dues généralement à leur difficile validation empirique. En effet, ces analyses proposent souvent des explications basées sur des visions théoriques sans pour autant appuyer les arguments avec des études empiriques. De plus, dans le cas où ces validations sont faites, elles sont généralement spécifiques à des secteurs particuliers ou à un type de firme donné (grandes firmes internationales, moyennes firmes nationales, etc.).

Un autre constat que nous pouvons faire est que les différents travaux sur les déterminants de ces pratiques se complètent. En effet, en combinant les analyses en questions, nous pouvant extraire une relation de causalité qui, même si elle est complexe pourra nous donner des éléments de réponse aux raisons de la décision de diversification ou d'intégration verticale des firmes.

Pour mieux relever les différentes insuffisances des déterminants analysés dans ce chapitre, nous nous proposons de les appliquer à notre cas empirique, à savoir l'entrée des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité. Nous essayons d'adapter le plus possible les déterminants en question à notre cas. A l'issue de cette validation empirique, nous serons en mesure de dire si les analyses théoriques étudiées telles quelles peuvent expliquer l'entrée des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité ou bien des ajustements sont requis pour prendre en compte toutes les spécificités de notre cas empirique, ce qui constitue notre contribution à l'analyse des déterminants des mouvements de diversification et d'intégration verticale des grands groupes pétroliers. Ceci fait l'objet du prochain chapitre.

Chapitre 2 :

Les raisons de l'intégration verticale des majors pétroliers européens dans l'aval gazier et l'électricité

Introduction

Nous nous intéressons dans ce chapitre aux raisons de l'intégration verticale des groupes pétroliers sur la chaîne gazière. Pour cela, nous procédons à une validation empirique des déterminants de la diversification et de l'intégration verticale analysés dans le chapitre précédent.

Nous considérons l'entrée des groupes pétroliers dans les segments de l'aval gazier comme une diversification et une intégration verticale.

Les segments dont il est question dans notre travail de recherche sont la commercialisation du gaz et de l'électricité aux industriels et la production d'électricité à partir du gaz naturel²⁸ et les groupes pétroliers étudiés sont les majors pétroliers européens (MPE) : BP, Shell et Total.

L'entrée de ces groupes dans le premier segment est considérée comme une intégration verticale dans la distribution. Quant à leur entrée dans le second segment, elle est considérée comme une diversification dans la mesure où il s'agit d'une entrée dans une nouvelle activité (un nouveau produit). Cependant nous pouvons dans ce cas parler également d'intégration verticale puisque l'électricité est produite à partir un combustible que les groupes pétroliers produisent (le gaz naturel).

Avant d'analyser les raisons qui ont amené les groupes pétroliers à s'intégrer verticalement sur la chaîne gazière, nous décrivons d'abord ces groupes en rappelant leurs principales caractéristiques.

Les propositions énoncées sur les raisons de l'entrée des groupes pétroliers dans l'aval gazier sont ensuite analysées, leur vérification étant faite sous forme de plusieurs arguments confortés par des données.

Cette vérification nous permet d'affirmer et d'infirmer les propositions faites, ce qui nous conduit à relever la ou les raisons les plus plausibles qui expliquent l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier.

2.1. Les caractéristiques des groupes pétroliers internationaux

Nous nous intéressons dans notre travail aux majors pétroliers européens, en l'occurrence BP, Shell et Total. Nous avons étudié ces trois groupes en mettant l'accent sur les segments qui nous intéressent, à savoir la vente du gaz (et parfois de l'électricité) aux industriels et la production d'électricité à partir du gaz naturel.

Les groupes pétroliers internationaux, notamment les majors, sont caractérisés par des degrés d'internationalisation et d'intégration très élevés. Ce sont donc des groupes internationaux présents sur tous les segments pétroliers qui, maintenant, tentent d'être présent sur toute la chaîne gazière.

²⁸ Dans la suite du travail, nous utiliserons l'appellation "aval gazier" pour signifier ces deux segments

2.1.1. Des groupes internationalisés

Le phénomène de l'internationalisation des groupes pétroliers date de longtemps et est toujours d'actualité. La plupart de ces groupes ont vu la part de leurs activités effectuées en dehors de leurs pays d'origine augmenter dans les années 1980 et 1990.

Ce phénomène est amplifié dans l'exploration-production. L'internationalisation dans ce segment permet aux groupes pétroliers d'étendre leurs activités, mais rend plus importante la prise de risque de ces groupes.

L'internationalisation dans les activités aval suit des logiques principalement commerciales qui s'appuient sur les caractéristiques des marchés, notamment la demande et les marges réalisées.

2.1.2. Des groupes fortement intégrés

Les grands groupes pétroliers internationaux sont des groupes très intégrés qui font de l'exploration et de la production pétrolière et gazière, le transport (du brut et du gaz), la commercialisation du pétrole et du gaz et des produits pétroliers, le raffinage et la pétrochimie.

Traditionnellement, le raffinage pétrolier était le maillon le plus important de l'intégration de la chaîne pétrolière, situé entre l'amont qui lui fournissait le pétrole brut et l'aval qui commercialisait les produits transformés. Depuis plusieurs années, la rentabilité de ce segment mature est faible alors que les capitaux immobilisés sont importants. Plusieurs politiques industrielles ont été mises en place par les groupes pétroliers pour faire face à ce problème, comme les cessions des actifs de raffinage à des tiers extérieurs. C'était notamment le cas aux Etats-Unis, ce qui favorisé la formation d'une nouvelle catégorie d'acteurs indépendants occupant des parts de marché importantes. Autres moyens étaient la mise en réseau des raffineries (pour faciliter les échanges de produits) de façon à minimiser les investissements et la création de grands sites intégrés raffinage/pétrochimie, pouvant aller jusqu'à faire des raffineries de simples fournisseurs de matières pour les sites pétrochimiques. Ces moyens permettaient de fortes synergies en matière d'utilités, et l'optimisation des flux de produits.

Longtemps les grandes compagnies pétrolières internationales ont assis leur domination du marché par une politique de cartel (partage des gisements entre elles, entente sur les prix, etc.).

Après la deuxième guerre mondiale, l'industrie pétrolière était très fortement intégrée : les compagnies contrôlaient l'ensemble du processus de production, de l'exploration aux stations-service, en passant par le forage, le raffinage, le transport et le stockage. Le secteur pétrolier était typiquement monopolistique et les prix du pétrole étaient fixés par l'entente entre les majors. De plus, des profits énormes étaient rendus possibles par l'exploitation directe des gisements situés dans les pays riches en réserves.

A partir des années 1950, leur puissance monopolistique est remise en cause.

En effet, au sortir de la deuxième guerre mondiale est apparue une troisième série d'acteurs, les compagnies pétrolières publiques créées dans le but de servir l'Etat ou de gérer des monopoles nationaux.

Au début des années 1960, les compagnies pétrolières et leurs activités ont beaucoup évolué. A cette date, l'exploitation du pétrole était aux mains des grands groupes internationaux (les majors pétroliers) qui fixaient le prix de vente du pétrole et versaient un droit d'exploitation aux pays détenteurs de pétrole. A partir du milieu des années 1960 et face à l'accroissement de la consommation de pétrole, plusieurs pays producteurs décidèrent de nationaliser les entreprises qui exploitaient leurs ressources pétrolières. La part des majors pétroliers dans la production de pétrole s'est vue de ce fait réduite considérablement. Après l'augmentation des prix du brut, les majors ont eu la possibilité d'exploiter rentablement de nouvelles ressources et d'entamer de nouvelles campagnes de prospection (notamment en Mer du Nord).

La naissance de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) dans les années 1960 modifie davantage le rapport de force du fait de la nationalisation de plusieurs actifs de production et des réserves qui appartenaient aux majors.

De plus, la tension pétrolière du début des années 70 et le premier choc pétrolier font apparaître un quatrième groupe d'acteurs, les sociétés d'Etat des pays producteurs, qui viennent se substituer aux anciens concessionnaires en les nationalisant.

Les groupes pétroliers ont connu une vague de diversifications, géographiques ou sectorielles, dans les années 1973 et 1974. Mais l'échec qu'ils ont connu ces opérations a conduit ces groupes à entreprendre des opérations de recentrage en vendant le plus souvent les actifs non liés aux activités de base.

En effet, pour faire face à la diminution des prix du brut, les groupes pétroliers ont opté pour des opérations de cession car elles constituaient un moyen rapide d'obtenir les liquidités qui leur manquaient.

Cependant, les grands groupes pétroliers n'ont pas perdu toute leur puissance. Multinationaux et intégrés, ils gardent la maîtrise de la chaîne pétrolière, compensant les risques inhérents à la prospection et à l'exploitation par une présence à tous les autres niveaux : transport, raffinage, distribution et pétrochimie.

Les groupes pétroliers ont souvent eu recours au mode de croissance externe pour s'internationaliser et s'intégrer.

Il n'est pas toujours possible pour un groupe d'augmenter ses parts de marché en basant sur ses moyens internes. Ceci est souvent dû à l'existence de surcapacités sur le marché en question.

Dans l'amont, la croissance externe était pour la plupart des groupes pétroliers un moyen d'acquérir des réserves pétrolières et gazières à des coûts moindres, notamment dans les années 1980.

Ce segment est devenu juste après le second choc pétrolier une source importante de profits pour les groupes pétroliers pour contrer une situation dans l'aval qualifiée de très difficile.

Depuis les années 80, l'industrie pétrolière s'est stabilisée. Les grands groupes ont pu, pour des raisons stratégiques, se redéployer momentanément dans le secteur de la production (y compris parfois d'autres énergies concurrentes comme le gaz ou le charbon).

Malgré la forte réduction de leur implication dans la production (du fait de l'apparition d'autres acteurs), Ces groupes ont réussi à accroître leur domination sur le secteur pétrolier. Ils ont pris un poids grandissant parmi les compagnies des pays producteurs grâce à leur concentration.

2.1.3. Les fusions des groupes pétroliers

L'évolution de l'industrie pétrolière a été, dès ses débuts, associée aux fusions/acquisitions. La stratégie de Rockefeller était de monopoliser les réseaux de distribution à travers le rachat des compagnies concurrentes ou le stockage prolongé de ses produits afin de ruiner ces derniers.

Une conséquence des chocs pétroliers des années 1970 est en effet le rachat aux Etats-Unis de 43 des 62 plus grandes firmes pétrolières, entre 1979 et 1989.

En 1980, l'acquisition de Gulf par Chevron a été la plus grande opération de l'époque, comparée au rachat de Getty Oil par Texaco et à l'acquisition de Superior par Mobil.

Au début des années 90, des restructurations dans l'industrie pétrolière ont conduit à de nombreuses consolidations, notamment dans le secteur de raffinage.

La fusion entre BP et Amoco en août 1998 a marqué un tournant dans la recomposition de l'industrie pétrolière internationale en termes de nombre et de taille des firmes.

Dans la même année, Exxon (2ème mondiale) rachète Mobil (3ème) et supplante l'ex-leader Shell ; en juillet 1999, TotalFina rachète Elf ; en octobre 2000, Chevron rachète Texaco.

L'analyse des opérations de fusions-acquisitions transfrontalières dans cette période montrent qu'il y a eu 10 transactions annuellement d'une valeur totale de l'ordre de quelques milliards de dollars. Ce montant a augmenté brusquement à 20 G\$ par an en 1997.

Le nombre de ces fusions-acquisitions en 1998 a presque quadruplé par rapport à 1997 (le montant des transactions est passé de 20 G\$ en 1997 à 76 G\$ en 1998).

Ces opérations font suite aux grandes concentrations antérieures. Cette dernière vague de fusions-acquisitions a profondément modifié la configuration amont de l'industrie pétrolière. Un important écart s'est installé entre les 5 "super-majors" (ExxonMobil, Shell, BP, Total et Chevron-Texaco) et les sociétés qui suivent immédiatement. Ces 5 majors assurent plus de la moitié des productions d'hydrocarbures du secteur privé et détiennent 74 % de ses réserves. Ces réserves ne représentent cependant elles-mêmes que 7 % des réserves mondiales d'hydrocarbures, le reste étant détenu par des Etats et des compagnies nationales.

Actuellement les groupes pétroliers bénéficient d'une conjonction de facteurs favorables qui leur permettent d'avoir des bénéfices élevés : hausse importante des prix du brut ; réalisation des synergies liées aux multiples fusions intervenues dans les années 1990 ; fortes marges de raffinage, etc.

2.2. Les principales raisons de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier et l'électricité

L'entrée des groupes pétroliers dans l'aval gazier est considérée comme étant à la fois une diversification et une intégration verticale.

Pour analyser les raisons de ces mouvements, nous nous appuyons sur les développements théoriques faits dans le chapitre 1 sur les différentes explications de la diversification et de l'intégration verticale.

Cependant, toutes ces explications ne sont pas traitées. En effet, nous avons tenté de valider empiriquement celles qui nous paraissent pertinentes pour l'industrie que nous étudions, à savoir l'industrie pétrolière. De part les caractéristiques de cette industrie, notamment le comportement global de ses acteurs, certaines explications nous ont semblées applicable à notre cas empirique.

La démarche adoptée pour l'analyse des raisons de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier consiste à formuler tout d'abord des propositions concernant ces raisons en se basant des analyses théoriques développées dans le chapitre1 et puis à les vérifier empiriquement en s'appuyant sur les données et les informations recueillies sur les marchés et les groupes en question.

Pour cette vérification, nous construisons un faisceau d'arguments qui vont nous permettre de valider les propositions. Ces arguments sont supportés par des faits et données empiriques. Une logique entre les différents arguments est établie pour constituer un ensemble cohérent d'argumentation qui va nous permettre d'affirmer la raison que nous analysons.

Nous verrons que pour le gaz naturel, diverses raisons, parfois semblables à celles avancées dans le cas de l'intégration verticale dans les segments pétroliers et parfois spécifiques au gaz naturel, expliquent le fait que les groupes pétroliers tentent de s'intégrer sur la chaîne de ce produit.

2.2.1. Les économies d'envergure obtenues à travers la diversification des activités

La première raison que nous analysons concerne les économies d'envergure du fait de la présence des groupes pétroliers étudiés dans plusieurs activités. En effet, le cas de l'entrée de ces groupes dans l'aval gazier est considéré comme une diversification d'activité. A ce titre, d'après les analyses théoriques (cf. chapitre 1), des économies d'envergure devraient être dégagées à travers ce mouvement.

Nous énonçons alors la proposition suivante qui sera validée juste après :

P1 : Les groupes pétroliers s'intègrent verticalement dans l'aval gazier pour bénéficier des économies d'envergure obtenues à travers une présence sur plusieurs segments à la fois.

Pour montrer que les groupes pétroliers bénéficient d'économies d'envergure lorsqu'ils s'intègrent dans l'aval gazier, il faut montrer qu'il existe des synergies (infrastructures ou compétences communes) entre les nouvelles activités et des activités déjà existantes du groupe, notamment les activités de base.

Pour ce faire, nous regardons les caractéristiques de chaque nouvelle activité que nous comparons avec celles des activités de base. Mais avant, nous définissons les activités de base des groupes pétroliers ainsi que les nouvelles activités considérées.

- **Les activités de base des groupes pétroliers regroupent :**
- L'exploration-production pétrolière et gazière
- Le transport du pétrole et du gaz (par gazoduc et GNL)
- La commercialisation du pétrole et du gaz sur les marchés de gros
- Le raffinage du pétrole
- La distribution des produits pétroliers aux industriels et aux particuliers

- **Les nouvelles activités auxquelles nous nous intéressons sont :**
- La commercialisation du gaz et de l'électricité aux industriels
 - La production d'électricité à partir du gaz naturel

Nous montrons à présent l'existence des synergies de vente, de l'exploitation, des investissements ou de direction entre les premières activités et les secondes.

Synergie des ventes : elles existent entre les activités de commercialisation aux industriels des produits pétroliers (fioul lourd, GPL, matières premières pour la chimie et la pétrochimie, etc.) et les activités de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité aux industriels. En effet, ces deux activités peuvent se partager des actifs de gestion commerciale (force de vente, savoir-faire, etc.). De plus, les clients existants, notamment les consommateurs du fioul lourd peuvent être des clients potentiels pour le gaz qui peut être utilisé comme un substitut pour la production d'électricité.

Synergies de l'exploitation : elles existent dans la mesure que le personnel de la commercialisation des produits pétroliers aux industriels peut être utilisé pour la commercialisation du gaz et de l'électricité. Ceci permet au groupe de bénéficier d'une expertise existante en matière de vente aux industriels

Synergies des investissements : elles n'existent pas forcément dans notre cas car les groupes pétroliers n'utilisent pas des approvisionnements et infrastructures communs entre les activités de base et les nouvelles activités.

Synergies de direction : elles existent car il est possible d'utiliser les mêmes compétences de gestion pour les activités de base et les nouvelles activités.

Avec l'existence de ces synergies, nous pouvons déduire qu'il existe des économies d'envergure du fait de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval (cf. chapitre 1).

Un autre aspect d'existence des économies d'envergure peut être traité en raisonnant sur l'un des nouveaux segments : commercialisation du gaz naturel et l'électricité aux industriels.

Il s'agit de vérifier s'il existe des économies d'envergure en commercialisant à la fois du gaz naturel et de l'électricité à un même industriel.

La question qui se pose alors est : est-ce qu'il faut entrer dans la production de sa propre électricité pour proposer une offre conjointe gaz-électricité à un industriel ?

La réponse à cette question rentre dans le cadre de l'analyse de la convergence gaz/électricité qui ne fait l'objet de notre travail.

2.2.2. Les économies de coûts de transaction

Les groupes pétroliers en s'intégrant dans l'aval gazier optent surtout pour des associations (cf. chapitre 3), l'économie des coûts de transaction sera donc abordée dans le cadre de ces modes d'organisation dans le chapitre 4. Ce point est donc détaillé dans les prochains chapitres.

2.2.3. La sécurisation des débouchés pour le gaz naturel

Nous considérons ici certains aspects des explications de l'intégration verticale basées sur les caractéristiques du marché. Il apparaît que dans cette catégorie d'explications, l'explication qui apparaît la plus plausible est la sécurisation des débouchés²⁹ car elle s'applique parfaitement à notre cas empirique.

Face à l'augmentation de ses ressources en matières premières et afin de garantir un débouché pour leur production, une entreprise peut décider de s'intégrer dans la vente directe et/ou dans la production d'outputs à partir de ces matières premières.

La sécurisation des débouchés pour une production relève de deux logiques : sécurisation des volumes et sécurisation des prix. Nous nous intéressons dans cette sous-section à la première logique, la seconde est traitée dans la sous-section sur la réduction du risque.

La proposition que nous énonçons sur la raison de sécurisation des débouchés est la suivante :

P2 : L'intégration verticale des groupes pétroliers dans la vente directe du gaz et dans la production d'électricité est due à leur souci de sécurisation des débouchés pour le gaz naturel en termes de volumes

Pour assurer des débouchés pour leur production pétrolière, les groupes pétroliers ont eu recours aux stratégies d'intégration verticale tout le long de la chaîne pétrolière. Ils sont même entrés dans la chimie et la pétrochimie afin de sécuriser les débouchés pour leurs produits issus du raffinage.

Pour le gaz naturel, plusieurs facteurs spécifiques au gaz naturel expliquent le fait que les groupes pétroliers aient besoin d'assurer les débouchés pour leur production gazière.

La question indirecte qui se pose à travers cette proposition est : pourquoi les groupes pétroliers sont-ils contraints de sécuriser les débouchés pour leur gaz ?

La réponse à cette question va nous permettre de comprendre le souci de ces groupes de sécuriser les débouchés pour leur gaz naturel et donc une des raisons qui les amènent à s'intégrer sur la chaîne gazière.

Les arguments ci-dessous constituent les éléments de validation de notre proposition.

Augmentation de la demande mondiale du gaz naturel incite les producteurs de gaz naturel à développer leurs réserves

Selon le dernier Conseil mondial de l'énergie (novembre 2001), le gaz naturel restera devancé par le pétrole dans le bilan énergétique mondial en 2020, mais il pourrait devenir la première source d'énergie du monde en 2050.

Selon des études énergétiques, les besoins mondiaux annuels en énergie devraient augmenter de 75% d'ici 2020 et la consommation mondiale devrait passer de 182 MTEP par jour en 1995 à 317 MTEP par jour en 2020.

La part des énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) devrait augmenter passant de 85,4% du bilan énergétique actuel à 89% en 2020, le gaz naturel étant responsable d'une grande partie de cette augmentation.

²⁹ Les groupes pétroliers affichent souvent leur stratégie de recherche de débouchés pour le gaz naturel à travers de leurs stratégies d'intégration dans l'aval gazier

Actuellement, le gaz naturel représente 23,2% du bilan énergétique mondial, derrière le pétrole (39,9%) et le charbon (26,9%).

En 2020, le gaz représentera 27% du bilan (avec 87 MTEP) restant derrière le pétrole (37%) mais devant le charbon (24,5%).

Selon le Commissariat Général au Plan, les réserves mondiales actuelles de gaz naturel sont de 126 Gtep et la production mondiale annuelle est d'environ 1,9 Gtep. La pérennité de la consommation gazière est donc assurée, à ce jour, pour 66 ans (ratio Réserves/Production). Ceci nous laisse dire que les ressources gazières sont abondantes.

Le marché du gaz étant un marché défini par la demande, l'évolution de celle-ci reflète l'évolution de l'offre. Les consommations gazières sont l'indicateur de la demande et donc celle de l'offre (la production).

La consommation mondiale de gaz naturel est en constante évolution depuis la fin de la seconde guerre mondiale. Une envergure mondiale est donnée au gaz naturel grâce à la découverte et l'exploitation de nouvelles réserves ainsi qu'aux progrès réalisés dans le transport par méthaniers.

Le tableau suivant montre que la consommation gazière a beaucoup augmenté ces trente dernières années :

Tableau 2-1 : Evolution de la consommation mondiale du gaz naturel (millions m³)

1971	1973	1978	1997	1998	1999	2000	2001
1 100 781	1 214 351	1 383 034	2 319 293	2 340 642	2 418 158	2 520 193	2 540 246

Source : OECD/IEA, IEA Statistics, Natural Gas Information 2002

En effet, une forte croissance de la consommation de gaz naturel est constatée depuis 30 ans.

Nous constatons que la consommation gazière mondiale a été plus que doublée (multipliée par 2,3) en trente ans (entre 1971 et 2001). Ceci s'explique par le développement de l'utilisation du gaz naturel dans les différents secteurs cités dans l'argument 2.

De plus, en 2000, le gaz naturel représentait 20 % de la demande mondiale d'énergie primaire, contre 10 % en 1950. Les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont conforté la position du gaz naturel dans les bilans énergétiques des États dont il assure la diversification, et par conséquent, la sécurité.

D'après les prévisions de l'AIE, cette consommation est prévue d'augmenter de 2,3% par an d'ici 2030, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 2-2 : Perspectives de la demande de gaz naturel (Millions tep)

	2000	2010	2020	2030	Taux annuel 2000-2030 (%)
OCDE	1 392	1 800	2 161	2 449	1,9
Europe	482	640	799	901	2,1
Amérique du Nord	788	992	1 161	1 305	1,7
Pacifique	122	168	201	243	2,3
Non-OCDE	1 134	1 578	2 093	2 599	2,8
Chine	32	61	109	162	5,6
Asie du Sud	51	96	153	205	4,7
Asie du Sud-Est	83	139	200	248	3,7
Amérique Latine	105	167	251	373	4,3
Afrique	53	95	155	239	5,1
Moyen-Orient	201	272	349	427	2,5
Pays en transition	609	748	876	945	1,5
Total Monde	2 527	3 377	4 254	5 047	2,3

Source : IEA – World Energy Outlook 2002

La demande de gaz naturel va donc presque doubler d'ici 2030.

La demande de gaz naturel augmente donc depuis plusieurs années et va continuer à augmenter à l'horizon 2030, ce qui constitue des opportunités gazières intéressantes pour les groupes pétroliers qui, en tant que producteurs de gaz naturel, veulent être des acteurs gaziers majeurs.

Les contraintes technico-économiques liées au transport du gaz naturel imposent une sécurisation des débouchés

Le développement des projets gaziers est dépendant des débouchés à cause du caractère contraignant du transport du gaz naturel : un projet gazier n'est lancé que lorsqu'un débouché est trouvé et clairement identifié pour la future production gazière.

En effet, le gaz naturel est caractérisé par une densité énergétique plus faible que celle du brut³⁰, il se prête donc peu à de grands transports. Le coût de son transport est de ce fait beaucoup plus élevé que celui du brut. De même pour son coût de distribution du fait de la lourdeur des infrastructures et de la dispersion des consommateurs (ménages et petites entreprises essentiellement).

Longtemps, seuls les contrats de long terme (20 ans ou plus) ont été capables d'assurer la rentabilité des lourds investissements de développement des systèmes gaziers.

Avec la dérégulation des marchés gaziers, des ventes spot sont devenues possibles et le trading se développe de plus en plus permettant ainsi des débouchés plus nombreux mais moins sûrs que ceux relatifs aux contrats de long terme.

Pour se rendre compte des différences existantes entre le transport d'une part du pétrole et d'autre part le gaz naturel, nous donnons ci-dessus les coûts de transport de ces deux produits dans le tableau suivant :

³⁰ Le gaz naturel remplit un volume 1000 fois plus important que le Pétrole pour le même contenu énergétique

Tableau 2-3 : Comparaison des investissements du transport du pétrole et du gaz

	Gaz naturel		Pétrole	
	Méthanier	Gazoduc ³¹	Pétrolier	Pipeline ³²
Capacité	135 00 m3	100 TWh/an	70 000 t	500 TWh/an
Investissement	180 MM\$	1,5 MM\$/km	60 MM\$	0,7 MM\$ / km

Source : ENSPM-FI

Les coûts de transport du gaz sur de grandes distances sont de plus de cinq à dix fois plus importants que ceux du pétrole.

Un graphique illustrant cette différence des coûts d'investissement est donné dans l'annexe 4.

Par ailleurs, les coûts de la liquéfaction sont plus importants que ceux du transport par gazoduc. Ces coûts sont détaillés dans le tableau suivant :

Tableau 2-4 : Coût de la chaîne du GNL (\$/MMBtu)

Capacité	6 – 9 Bcm/an (5 à 6 mille miles)
Liquéfaction³³	
Investissement (G\$)	1,8 – 2,5
Coût unitaire	1,4 – 1,9
Transport³⁴	
Investissement (G\$)	1,4 – 1,6
Coût unitaire	1,2 – 1,4
Regazéification³⁵	
Investissement (G\$)	0,5 – 1,0
Coût unitaire	0,4 – 0,7
Coût Total	
Investissement (G\$)	4,0 – 5,5
Coût unitaire	3,0 – 4,0

Source : ENSPM-FI

Pour ce qui des coûts de distribution, nous donnons ci-dessous des ordres de grandeur (en \$/MMBtu) :

Tableau 2-5 : Coûts approximatifs de distribution du gaz naturel

Coût du Capital	1,25 – 2,75
Coût Opérateur	0,15 – 0,25
Coût Total de Distribution	1,40 – 3

Source : ENSPM-FI

De plus, la localisation des zones de production et des zones de consommation du gaz naturel implique des infrastructures de transport à distance importantes et donc un besoin de sécurisation des débouchés

³¹ Diamètre : 900 mm = 36 "

³² Diamètre : 900 mm = 36 "

³³ Usine, stockage et terminal

³⁴ 135 00 m3, 7 à 8 méthaniers

³⁵ Stockage et terminal

En effet, à l'instar des marchés pétroliers, les zones de consommation potentielle et de production de gaz naturel ne coïncident pas.

Il en est de même pour les zones de réserves et celles de production.

Nous donnons ci-dessous, d'une part, la localisation des réserves gazières et d'autre part, celle des productions gazières (l'offre) et des grandes consommations (la demande).

Les réserves prouvées mondiales s'élevaient à 155 080 Bcm (milliards de mètres cube) au premier janvier 2002, réparties comme le montre le tableau suivant :

Tableau 2-6 : Répartition des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde

	Réserves (Bcm)	Part (%)	Ratio R/P ³⁶
Amérique du Nord	7 550	5	10
Etats-Unis	5 020	3	9
Canada	1 690	1	10
Mexique	840	0,5	24
Amérique du Sud et Centrale	7 160	5	72
Argentine	780	0,5	20
Venezuela	4 180	3	145
Europe	4 860	3	16
Norvège	1 250	1	22
Pays-Bas	1 770	1	25
Royaume-Uni	730	0,5	7
CEI	56 140	36	79
Afrique	11 180	7	90
Algérie	4 520	3	58
Nigeria	3 510	2	262
Moyen-Orient	55 910	36	245
Iran	23 000	15	380
Qatar	14 400	9	443
Asie-Pacifique	12 270	8	44
Indonésie	2 620	2	42
Australie	2 250	2	78
Total Monde	155 080	100	62

Source : BP Statistical Review

Quant à l'offre et la demande, elles sont réparties comme le montre le tableau ci-dessous :

³⁶ R/P = Réserves (1.1.2002)/Production (2001)

Tableau 2-7 : Offre et demande de gaz naturel dans le monde (en 2001)

	Production (Bcm)	Part (%)	Consommation (Bcm)	Part (%)
Amérique du Nord	762	31	723	30
Etats-Unis	555	23	616	26
Canada	172	7	73	3
Mexique	35	1	34	1
Amérique du Sud et Centrale	100	4	97	4
Argentine	38	2	33	1
Venezuela	29	1	29	1
Europe	293	12	470	20
Allemagne			83	3
Royaume-Uni	106	4	95	4
Pays-Bas	61	3		
CEI	677	28	549	23
Afrique	124	5	60	3
Algérie	78	3	22	1
Egypte	21	1	21	1
Moyen-Orient	228	9	202	8
Iran	61	3	65	3
Arabie Saoudite	54	2	54	2
Asie-Pacifique	280	11	305	12
Japon			79	3
Indonésie	63	3	30	1
Malaisie	47	2		
Total Monde	2 464	100	2 405	100

Source : BP Statistical Review

Les réserves mondiales de gaz naturel sont situées dans quelques régions, mais elles ne sont pas aussi concentrées géographiquement que celles du pétrole³⁷.

Nous constatons à partir du tableau 2-6 que les réserves gazières sont localisées principalement dans les pays de l'ex-URSS (CEI) et au Moyen-Orient. L'Europe est la région où il existe le moins de réserves de gaz naturel.

Quant à la production gazière, elle est la plus importante aux Etats-Unis et dans les Etats de la CEI.

En Europe, la consommation représente 1,6 de la production de la région, ce qui signifie que les importations de gaz naturel en Europe sont importantes. Dans les autres régions (excepté l'Asie-Pacifique), la consommation est inférieure à la production gazière.

Les pays ayant d'importantes réserves ne sont pas obligatoirement les plus grand producteurs. Il existe en effet un déséquilibre entre les réserves et la production commercialisée. Ainsi, le Moyen-Orient possède de grandes ressources mais produit peu, tandis que 10 % de la production commercialisée dans le monde provient de l'Ouest-européen où les ressources y sont minimales.

³⁷ 65 % des ressources se trouvent au Moyen-Orient

Une double explication peut être donnée à ce phénomène : alors que certains pays exploitent leurs gisements de façon intensive comme les États-Unis et, dans une moindre mesure, l'Europe occidentale, d'autres, comme certains États d'Afrique du Moyen-Orient, ne sont pas encore en mesure d'exploiter commercialement leurs réserves ou celles-ci ne sont qu'en cours de mise en exploitation.

Cependant, un flux d'échanges de plus en plus important entre les pays producteurs et les pays consommateurs a lieu à l'échelle internationale.

Les trois grands pôles d'importation et de consommation sont les suivants :

- Les États-Unis se tournent vers le Mexique et le Canada
- Le Japon se tourne vers l'Indonésie et les États du golfe Persique
- L'Europe occidentale se tourne vers les ressources de la mer du Nord, du Maghreb et de la Russie

De plus, l'éloignement entre sources de production et zones de consommation nécessite de plus en plus le recours au transport par méthanier (GNL), ce qui explique l'importance du taux de croissance de ce mode de transport par rapport à celui correspondant aux échanges par gazoduc.

En effet, entre 1970 et 2001, le commerce international de GNL est passé de 6 % des échanges totaux de gaz naturel à plus de 25 %.

Etant donné que les zones grandes consommatrices du gaz ne produisent pas le gaz nécessaire pour satisfaire la demande, des systèmes de transport de gaz sont requis. Nous avons déjà signalé que le transport est coûteux, ce qui contraint les acteurs à assurer impérativement leurs débouchés avant d'entreprendre la production.

Les contraintes techniques et économiques liées au transport et à la distribution de gaz naturel font donc que le producteur de gaz se soucie de trouver des débouchés avant de commencer à produire le gaz.

Les débouchés les plus importants du gaz naturel sont la production d'électricité, les industries et le résidentiel-commercial.

Avant de développer cet argument, nous présentons les différents secteurs qui utilisent le gaz naturel :

Les autoconsommations du secteur énergétiques (hors centrales électriques) : elles correspondent essentiellement aux besoins propres des industries pétrolière et gazière. L'ampleur de ces autoconsommations est donc conditionnée par l'importance des activités locales de ces deux industries.

La production d'électricité : elle constitue généralement la principale filière pour le développement des utilisations du gaz naturel. Ce dernier subit dans ce secteur la concurrence du charbon, du fioul et du nucléaire. Sous la pression des contraintes environnementales et grâce au développement des technologies de la cogénération et des cycles combinés au gaz (cf. chapitre 2) qui offrent des rendements, des investissements et des coûts d'exploitation très attractifs, le gaz devient de plus en plus utilisé dans la production de l'électricité.

L'industrie : c'est le secteur clé d'utilisation du gaz naturel non seulement par les volumes de ses enlèvements unitaires mais aussi par leur stabilité tout au long de l'année.

Le gaz naturel est utilisé dans les industries lourdes et les industries de taille moyenne ou petite. La pétrochimie constitue un débouché industriel très important pour le gaz naturel (production de l'ammoniac, le méthanol et les engrais azotés).

Le secteur résidentiel-tertiaire : il constitue le stade le plus avancé de l'utilisation du gaz naturel. Il est aussi le plus exigeant en infrastructures alors que les consommations unitaires de sa clientèle sont modestes, saisonnières et dispersées géographiquement.

Ce secteur recouvre trois types d'utilisations principales : le chauffage des locaux, la fourniture d'eau chaude et la cuisson des aliments. Ces trois demandes ne sont toutefois pas d'importance égale et varient sensiblement selon les conditions climatiques.

Le secteur des transports : le gaz naturel fait de timides avancées dans ce secteur. Toutefois, pour des raisons économiques et stratégiques, un certain nombre de pays entreprennent le développement des carburants de synthèse à partir de matières premières non pétrolières. A ce titre, le gaz naturel peut offrir des solutions très intéressantes, notamment par la technologie Gas-To-Liquids qui connaît actuellement un développement intéressant.

Nous nous intéressons dans notre travail aux deux débouchés Production d'électricité et Industrie. Dans ce dernier cas, il s'agit de la vente directe du gaz naturel par les groupes pétroliers aux industriels.

Peu d'années après que le gaz naturel ne s'est imposé sur la scène énergétique mondiale, il a réussi à pénétrer tous les secteurs de consommation, soit comme matière première (pour la chimie et la pétrochimie), soit comme combustible (chauffage ou production de l'électricité). Toutefois, les contraintes de son transport que nous avons signalées ci-dessus ont conduit à la stagnation du développement de ses marchés. Ces contraintes expliquent le fait que les premières étapes de son développement aient été les utilisations les plus massives (vente de gros) et les plus proches des sources d'approvisionnement qui induisaient des coûts de transport les plus faibles.

La mise à disposition du gaz naturel aux différents consommateurs finals est également soumise à des contraintes de nature physique et économique.

En effet, le secteur résidentiel-tertiaire est un marché très fragmenté dont les besoins évoluent en général considérablement au rythme des saisons, à l'inverse du marché industriel qui est constitué d'un faible nombre de clients dont la demande fluctue peu dans l'année.

Par ailleurs, les approvisionnements du gaz étant relativement stables, afin de satisfaire une demande variable, il est nécessaire de constituer des stockages suffisants. Cette contrainte physique favorise le développement des ventes au secteur industriel, alors que de meilleures conditions de valorisation du gaz se trouvent dans le secteur résidentiel-tertiaire.

Pour appuyer cet argument, nous avons besoin de données concernant les proportions de la production gazière destinées à ces débouchés au niveau mondial en général et pour les groupes étudiés en particulier.

Pour avoir une idée générale sur la part globale des débouchés en question, nous regardons la part du gaz naturel mondiale qui est destinée à l'industrie (hors génération électrique) et celle destinée au secteur électrique.

Ci-dessous deux tableaux qui résument ces données. Le premier donne la répartition mondiale des usages de gaz naturel et le second, plus détaillé, donne cette répartition dans les différentes régions du monde.

Tableau 2-8 : Structure de la consommation de gaz naturel en 1998 (%)

	Centrales électriques	Secteur de l'énergie (hors électricité)	Industrie (hors matières premières)	Matières premières	Résidentiel & commercial
Amérique du Nord	26	11	24	1	38
Amérique Latine	24	19	36	8	13
Europe	21	5	27	4	43
CEI	30	18	29	2	20
Europe centrale	13	7	40	5	36
Afrique	43	22	21	6	8
Moyen-Orient	39	14	25	11	11
Japon	68	-	4	-	27
Australie-Nouvelle Zélande	24	17	32	9	18
Asie du Sud-Est	35	13	24	16	11
Total Monde (10⁶ tep)	560	242	511	82	547
(%)	30	12	26	4	28

Source : CEDIGAZ

Nous constatons que le secteur électrique est le secteur le plus consommateur du gaz naturel. La vigueur de l'économie américaine et la demande de gaz naturel pour produire de l'électricité favorisent une demande très forte. Le gaz naturel étant un combustible plus propre que le pétrole et le charbon, il est de ce fait le combustible de choix pour la quasi-totalité des nouvelles centrales électriques.

Pour avoir une idée plus précise sur l'évolution des utilisations du gaz dans la production d'électricité (segment qui fait l'objet de notre étude), voici un tableau illustrant l'évolution de la consommation du gaz naturel dans ce segment.

Tableau 2-9 : Evolution de la consommation mondiale du gaz naturel dans la génération électrique³⁸ (millions m³)

Année	1971	1973	1978	1996	1997	1998	1999	2000
Consommation mondiale	254 171	261 701	295 545	751 497	778 463	802 299	851 696	887 672

Source : OECD/IEA, IEA Statistics, Natural Gas Information 2002

La consommation du gaz naturel dans la génération électrique a été multipliée par 3,5 en 29 ans (entre 1971 et 2000). Cette consommation a été multipliée par 2,5 en 18 ans (entre 1978 et 1996). Ceci montre l'utilisation de plus en plus importante du gaz naturel comme combustible dans la production de l'électricité.

³⁸ La génération électrique inclut l'électricité et la chaleur vendues

Vient ensuite le secteur résidentiel-commercial et les industries (hors électricité et pétrochimie) qui utilisent le gaz comme combustible. Le secteur de l'énergie occupe la quatrième position pour la consommation du gaz naturel et enfin les industries où le gaz est utilisé comme matière première (pétrochimie et chimie).

Les deux secteurs qui nous intéressent sont les plus grands consommateurs de gaz naturel : production d'électricité (30%) et industries (30%).

Après avoir donné un aperçu sur les utilisations mondiales du gaz naturel, nous nous intéressons plus particulièrement aux mêmes débouchés pour les groupes pétroliers étudiés (les MPE). A ce titre, nous avons procédé à une recherche de données correspondant aux quantités de gaz naturel produites par chacun des groupes qui sont destinées d'une part à la vente directe aux industriels et d'autre part à la production d'électricité dans leurs centrales électriques.

Cependant, il n'a pas été possible d'avoir accès à ces données du fait de leur confidentialité. Ces données nous auraient permis de voir si les débouchés en question ont évolué au cours des dernières années (depuis la libéralisation des marchés gaziers et électriques) et s'ils représentent une part importante dans l'activité gazière actuelle de chacun des trois groupes.

Cependant, nous pouvons conclure que les groupes pétroliers tentent d'entrer dans des segments les plus demandeurs de gaz naturel, à savoir la production d'électricité à partir du gaz naturel et les industries.

Augmentation des réserves gazières des groupes pétroliers conduit ces derniers à rechercher des débouchés pour pouvoir les développer

L'augmentation des réserves d'une matière première peut constituer un indicateur du besoin de recherche des débouchés.

En effet, l'augmentation des réserves de gaz naturel induit un besoin de les développer, ce qui conduit, de part les caractéristiques technico-économiques du gaz naturel, à la recherche de débouchés afin de pouvoir entreprendre la production.

Les groupes pétroliers, en voulant produire leurs réserves de gaz naturel qui augmentent, s'intègrent dans l'aval gazier pour assurer des débouchés.

Pour conforter cet argument, il faudra démontrer que :

- d'une part, les groupes pétroliers ont vu leurs réserves gazières augmenter ces dernières années ;
- d'autre part, les groupes pétroliers, en entrant dans l'aval gazier, ont réussi à produire plus de gaz naturel car ils ont sécurisé leurs débouchés gaz.

Pour cela, nous avons regardé l'évolution de leurs réserves et de leurs productions gazières.

Les volumes des réserves et la production de gaz naturel (de 1990 à 2001) des trois groupes (données et graphiques en annexe 1) nous montrent qu'excepté pour Shell, qui présente des baisses et des augmentations des réserves en 1995 et en 1998, les réserves des majors pétroliers européens ont augmenté depuis 1990.

Pour avoir une indication sur l'augmentation des débouchés, il convient de montrer que les groupes pétroliers étudiés sont en mesure de produire plus de gaz naturel depuis leur entrée dans l'aval gazier.

A ce titre, nous regardons les productions du gaz naturel des trois groupes (de 1990 à 2002) (données et graphiques en annexe 1).

Même constat que pour les réserves, les productions de gaz naturel des majors pétroliers européens ont nettement augmenté dans cette période.

Les productions du gaz naturel étant des volumes acheminés, cela nous donne une indication sur l'évolution des débouchés.

Cependant, l'augmentation de la production à partir de 1998 pour BP, et 1999 pour Total est surtout due à leurs fusions/acquisitions (BP d'Amoco et d'Arco et Total de PetroFina et d'Elf Aquitaine).

En effet, depuis sa fusion avec Amoco en 1998 et l'acquisition d'Arco en 2000, le groupe BP est devenu de plus en plus orienté gaz dans son activité amont (cf. annexe 1). Nous constatons l'augmentation nette de sa production gazière en 1998 (l'année de sa fusion avec Amoco). Sa production gazière a également enregistré une augmentation en 2000 (année de l'acquisition d'Arco) et cette augmentation s'est poursuivie en 2002.

De même, la production de Total a nettement augmenté après l'acquisition de Petrofina (début 1999) et plus encore après sa fusion avec Elf Aquitaine (en 2000). Cette production a encore augmenté en 2002.

Pour Shell, nous constatons que sa production gazière a diminué entre 1996 et 1998 de 773 Mcf/d malgré l'acquisition de 50% d'InterGen en 1997 (cf. annexe 1). Ceci s'explique par le fait que les premiers projets électriques de Shell avec InterGen n'ont commencé à être développés qu'en avril 1998. Cependant, la production gazière du groupe a commencé à augmenter à partir de 1999 après la création de la division "Downstream Gas and Power" (en 1998).

L'augmentation de la production n'est donc pas justifiée seulement par les débouchés existants. D'autres facteurs peuvent entrer en jeu (comme une fusion ou acquisition) qui conduisent à la combinaison des champs gaziers et de la production et, par conséquent, à des débouchés combinés.

Pour pallier ce problème, les débouchés doivent être bien spécifiés. L'étude factuelle des activités des MPE dans la vente du gaz aux industriels et dans la production d'électricité à partir du gaz nous montre que ces groupes sont actifs dans ces segments.

En comparant les trois groupes, le groupe le plus actif dans l'aval gazier des trois est celui qui produit le plus de gaz naturel, en l'occurrence Shell.

De plus, l'augmentation des puissances installées (centrales électriques à partir du gaz naturel) des trois groupes ces dernières années nous indique l'augmentation du volume de gaz naturel utilisé pour le débouché Production d'électricité.

Par ailleurs, la place qu'occupe chacun des MPE dans la vente de gaz naturel parmi les autres groupes pétroliers et gaziers est un indicateur de l'ampleur de l'activité gazière du groupe en question.

Le tableau ci-dessous montre que les MPE occupent la 3^{ème} (Shell), la cinquième (BP) et la dixième place (Total) sur 12 groupes pétroliers et gaziers dans la vente de gaz naturel :

Tableau 2-10 : Place des MPE dans la vente de gaz naturel (2001)

Compagnie	Volume des ventes de gaz naturel (Bcm)
Gazprom	524
ExxonMobil	107
RD/Shell	85
Sonatrach	78
BP	78
Nioc	60
Uzbekneftegas	58
ChevronTexaco	55
Aramco	54
Total	40
PDVSA	29
Pemex	25

Source : ENSPM-FI

Les MPE sont donc parmi les acteurs les plus importants dans la vente gazière.

Afin d'avoir une idée plus précise sur l'augmentation des débouchés gaziers, nous regardons les taux de remplacement des réserves gazières des trois groupes. Il s'agit de la différence entre l'augmentation des volumes des réserves et celle des volumes de production.

Lorsque ce taux baisse, cela signifie qu'il y a augmentation de la production plus importante que l'augmentation des réserves, ce qui nous permet de conclure que de nouveaux débouchés sont trouvés.

Ces taux sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 2-11 : Taux de remplacement des réserves gazières des MPE (%)

	1999	2000	2001	2002
BP	220	395	170	181
Shell	35	25	86	30
Total	197	133	183	79

Source : ENSMP-FI

Nous constatons que ces taux augmentent et baissent d'une année à une autre. Il est donc difficile de dire que les débouchés sont en constante augmentation. En fait, ce qui rentre dans ces débouchés, ce sont toutes les utilisations du gaz naturel, y compris la vente de gros de long terme et spot. Les débouchés ne sont donc pas toujours stables car ils dépendent de la demande.

Cependant, il est évident que les groupes pétroliers veulent produire de plus en plus du gaz car leurs réserves gazières ont augmenté. Ils recherchent donc des débouchés pour pouvoir les développer en entrant dans des segments de l'aval gazier.

A partir des arguments développés ci-dessus, la recherche des débouchés s'avère une raison majeure de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier.

2.2.4. La réduction du risque grâce à la diversification des activités

La nature capitaliste des investissements pétroliers implique une grande taille des groupes pétroliers, car ces derniers doivent être capables à tout moment de dégager les ressources nécessaires pour entreprendre les opérations. Cette grande taille peut alors être atteinte plus facilement à travers différents segments d'activité (P.H. Frankel, 1969).

Le caractère risqué des activités pétrolières étant très fort, l'intégration verticale permet la répartition des risques sur une plus large base industrielle, comme le note A. Ayoub (1988) : "la nature même des activités pétrolières, mélange de facteurs aléatoires (exploration-production) et de marchés captifs (transport et raffinage) pousse les compagnies à s'intégrer pour limiter les risques."

En effet, un effet de lissage sur les profits des groupes pétroliers est souvent attribué à leur intégration verticale. L'idée est que la variation des profits, résultant des facteurs exogènes au groupe (évolution des prix sur le marché, changements de conditions fiscales, variations de la demande, etc.), est différente selon les activités. Si les profits amont sont étroitement liés à l'évolution des prix du brut, les profits aval (raffinage) correspondent à une marge bénéficiaire. Les évolutions de ces profits, liés au cycle propre à chaque activité, peuvent alors s'opposer ou être décalées dans le temps.

Les groupes pétroliers, en s'intégrant dans le pétrole, bénéficient donc des aspects contractuels des activités amont et aval et ainsi réduisent la volatilité des profits. Selon G. Luciani (1991), si le trading compense des différences à la marge ou temporaires, seule l'intégration permet une défense globale envers les fluctuations.

Extrapolant ce raisonnement au cas de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier en formulant la proposition sur la réduction des risques sur les profits comme raison à ce mouvement :

P3 : L'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier est due au souci de réduction du risque sur d'une part l'activité globale et d'autre part sur la chaîne gazière, comme cela était le cas lorsqu'ils se sont intégrés dans l'aval pétrolier (le raffinage).

Pour valider cette proposition, il faut montrer que le fait que les groupes pétroliers entrent dans l'aval gazier contribue à diminuer le risque global de leurs activités (y compris les nouvelles activités gazières).

En d'autres termes, nous montrons que l'une des raisons de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier est la réduction du risque sur leurs profits globaux en général et gaziers en particulier.

Les arguments que nous avançons pour valider cette proposition sont donc de deux types. Le premier argument porte sur la réduction du risque sur les profits globaux et le second concerne la réduction du risque sur les profits gaziers.

L'intégration verticale des groupes pétroliers dans les segments de la vente directe du gaz et de l'électricité devrait leur permettre de pallier le problème de l'incertitude liée à leurs activités de base.

En effet, la vente directe aux industriels est une activité à revenus récurrents (contrats à long terme avec les industriels) et pourrait donc être un moyen d'assurer des revenus fixes et stables.

Par ailleurs, l'entrée dans le segment de la production d'électricité pourrait constituer un moyen pour les groupes pétroliers de lester les prix du pétrole qui sont volatiles.

Pour montrer que ces nouvelles activités permettent aux groupes étudiés de diminuer le risque global qu'ils subissent dans leurs activités de base, il faut montrer que leurs revenus sont devenus moins instables (c'est-à-dire une variation des revenus moindre) depuis leur intégration dans l'aval gazier.

Pour ce faire, nous regardons tout d'abord les évolutions des prix du brut et ceux du gaz et de l'électricité sur une période donnée pour juger des volatilités relatives des trois marchés.

Nous nous intéresserons ensuite aux variations des profits globaux des groupes pétroliers étudiés pour juger du degré de stabilité de leurs résultats suite à leur intégration verticale dans les segments en question.

□ **La volatilité du prix du brut**

Les activités des groupes pétroliers sont risquées et leurs profits instables du fait de la volatilité des prix du pétrole.

Le marché mondial du pétrole s'écarte sensiblement du modèle d'un marché concurrentiel dans lequel chaque agent serait price taker. En effet, ce marché ne conduit pas à exploiter tout d'abord les gisements de pétrole les moins coûteux en poursuivant ensuite dans l'ordre croissant des coûts jusqu'aux gisements les plus coûteux, suivant les critères d'efficacité relatifs à l'optimum de premier rang.

De plus, les quantités physiques de pétrole se négocient essentiellement dans le cadre de contrats de gré à gré. Néanmoins, c'est ce marché qui sert de référence à toutes les transactions. La recherche de couverture contre le risque de variation des prix a entraîné un important développement des contrats à terme, sous la forme de "futures" qui s'échangent sur les marchés ou de "forwards" qui portent sur la livraison différée de quantités physiques.

La volatilité du prix du brut est plus forte que pour la plupart des autres actifs (autres matières premières, obligations, actions).

En effet, la volatilité du prix du brut par rapport à celle des prix à la consommation (indice des prix à la consommation : CPI) témoigne de la nature particulière du marché pétrolier. Cette volatilité a pour indicateur la variation trimestrielle du prix du pétrole brut exprimée en pourcentage³⁹.

La comparaison sur une longue période avec le même indicateur pour le CPI montre la persistance de cette forte volatilité, même si le prix réel du brut a fortement décliné depuis le premier choc pétrolier. En effet, parmi les biens rentrant dans la composition de l'inflation, le pétrole est celui dont le prix est le plus volatil.

Cette volatilité a pour conséquence une forte imprévisibilité du prix du pétrole. L'ampleur des fluctuations du prix en période de crise est, elle aussi, imprévisible que ce soit à la hausse ou à la baisse.

³⁹ Cet indicateur est plus lisible qu'un écart-type annualisé

La volatilité des prix du brut est en partie due à la fragilité des structures du marché. Les courbes d'offre et de demande sont rigides à court terme : l'offre en raison de capacités d'extraction et de raffinage peu flexibles, la demande en raison de l'absence de substituts rentables au pétrole et des habitudes de consommation peu flexibles.

Un choc sur l'offre ou la demande a ainsi un effet prix plus important sur le marché pétrolier que sur un marché aux caractéristiques plus traditionnelles.

L'évolution de la consommation pétrolière est structurellement liée à la croissance économique, les facteurs climatiques n'ayant qu'une influence à court terme. L'élasticité de la demande au prix est donc faible à court terme.

L'inélasticité de la demande au prix et la concentration des capacités de production inutilisées dans un nombre restreint de pays sont à l'origine de la persistance de la volatilité des cours.

□ **Les prix du gaz : suivent-ils la tendance des cours du brut ?**

Les prix du gaz naturel, comme ceux de toute autre produit, suivent de près l'offre et la demande. Lorsque l'offre de gaz naturel est inférieure à la demande, il y a un risque que les prix augmentent.

Cependant, l'évolution des prix du gaz est caractérisée depuis le début des années 1970 par (J. Percebois, 1989) :

- d'une part, une forte dépendance tendancielle à l'égard du prix du pétrole, laquelle résulte largement des mécanismes d'indexation prévus par tous les contrats ;
- d'autre part, d'amples fluctuations du prix relatif du gaz (en l'occurrence du prix de base) qui s'expliquent par les changements observés dans le rapport des forces qui s'établit sur le marché entre les vendeurs et les acheteurs, selon les époques.

La demande saisonnière peut agir sur le prix du gaz naturel. A n'importe quel moment de l'été ou de l'hiver, les conditions du marché peuvent facilement changer : un temps froid accroît les besoins de chauffage et un temps chaud induit une utilisation importante de gaz naturel pour produire l'électricité nécessaire à la climatisation.

A mesure que l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité augmente, les fluctuations saisonnières du prix du gaz peuvent devenir moins importantes.

D'autres facteurs, hors l'offre et la demande, influent sur le prix du gaz naturel :

- La capacité d'acheminer le gaz jusqu'au marché
- Les volumes des stocks
- Le coût des autres choix d'énergie (le charbon, le pétrole, l'hydroélectricité ou le nucléaire).

Les capacités de transport du gaz est un facteur très important puisque la structure du coût de revient du gaz naturel est composée essentiellement des coûts de transport.

Le stockage sert de tampon pour combler l'écart entre l'offre et la demande. Le gaz est généralement injecté dans des réservoirs pendant l'été et retiré tout l'hiver pour répondre aux besoins en période de pointe. Si la production et le stockage combinés ne suffisent pas à répondre à la demande de pointe, les prix du gaz naturel ont un risque d'augmenter.

Les prix du gaz naturel peuvent également être influencés par le coût des combustibles de remplacement (les substituts) dans la mesure où les consommateurs d'énergie ont la possibilité d'utiliser d'autres combustibles. Par exemple, dans les secteurs industriels et les services publics d'électricité, de nombreux usagers ont la possibilité de passer du fioul lourd (ou fioul domestique) au gaz naturel.

Comme pour toute matière librement négociée, il est difficile de prévoir avec certitude les prix du gaz naturel. Cependant, ce prix, comme celui de la plupart des biens, a tendance à être cyclique. Une forte demande de gaz naturel se traduit par une hausse des prix, qui stimule l'exploration et la production. Au bout d'un certain temps, l'approvisionnement accru rétablit l'équilibre de l'offre et de la demande et exerce une influence à la baisse sur les prix. C'est ainsi, par exemple, que les faibles prix du gaz naturel de 1995 à 1998 ont provoqué un ralentissement de l'exploration et de la production qui a contribué, en partie, au redressement des prix du gaz naturel en 2000 et en 2001.

Le prix du gaz naturel appliqué aux industriels dépend de trois grands éléments : les frais de transport par gazoducs, les frais de mise à disposition et le prix du gaz naturel. Même si cette dernière composante fluctue, les autres frais demeurent assez constants. Plus le prix du gaz naturel est haut, plus il représente un fort pourcentage du montant total que les industriels paient pour leur combustible, ce qui se traduit par des factures plus élevées.

Les prix du gaz restent dans la plupart des cas des prix indexés sur ceux du pétrole brut. Si ce dernier est volatile, celui du gaz naturel l'est aussi.

Cependant, avec la dérégulation des industries gazières, des marchés de négoce se sont développés, notamment des produits financiers de couverture des risques (produits dérivés) qui offrent la possibilité de réduire considérablement les incertitudes liées à la volatilité du cours du gaz qui pourrait d'ailleurs être déconnecté de celui du pétrole et rattaché à celui de l'électricité. Les complémentarités entre le gaz et l'électricité s'affirment donc de manière croissante, ce qui contribuerait amplement à la convergence gaz/électricité.

□ **Les prix de l'électricité**

Les prix de l'électricité sont très volatiles et sujets à de fréquents bonds (hausses brusques) du fait des pannes des centrales, des chocs de demande et de l'inélasticité de l'offre.

En effet, plusieurs études sur la dynamique des prix de l'électricité ont montré que ces prix sont caractérisés par :

- une volatilité élevée,
- les prix tendent à fluctuer autour d'une moyenne d'équilibre de long terme,
- une saisonnalité, et
- des bonds extrêmes fréquents.

Les prix des deux produits (gaz et l'électricité) ne constituent pas des facteurs incitatifs pour les groupes pétroliers qui s'intègrent dans l'aval gazier.

Nous avons démontré que les prix de ces deux produits ne sont pas moins volatiles que ceux du brut. Les prix du gaz dépendent souvent des prix du brut et ceux de l'électricité sont volatiles et saisonniers.

En termes de prix ou plus généralement de revenus, la réduction du risque réside dans la récurrence des revenus, ce qui est le cas dans la vente du gaz naturel et de l'électricité aux industriels.

Regardons à présent le risque sur les profits des groupes pétroliers étudiés.

Le tableau ci-dessous nous donne l'évolution des bénéfices d'exploitation et leurs variations à la moyenne de la période considérée.

Tableau 2-12 : Evolution des bénéfices d'exploitation des MPE (en millions de dollars)

	Bénéfices d'exploitation					
	BP	Variation % la moyenne	Shell	Variation % la moyenne	Total	Variation % la moyenne
1999	7 736	-4 264	15 232	-4 157	10 582	-4 314
2000	16 156	4 156	24 500	5 111	17 632	2 736
2001	14 824	2 824	20 002	613	16 264	1 368
2002	9 284	-2 716	17 823	-1 566	15 105	209
Moyenne	12 000	0	19 389	0	14 896	0

Source : ENSPM-FI

Nous constatons que les bénéfices d'exploitation des MPE varient considérablement autour de la moyenne. Il existe donc une variabilité importante de ces bénéfices, ce qui reflète un risque non négligeable de l'activité globale des groupes et ce, malgré leur entrée dans l'aval gazier.

Quant aux capitalisations boursières des groupes, elles ne présentent de bonds importants, ils apparaissent stables comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 2-13 : Evolution des capitalisations boursières des MPE (en millions de dollars)

	Capitalisations boursières		
	BP	Shell	Total
1999	195,5	213,3	95,8
2000	181,8	212,9	110,0
2001	174,3	174,7	100,7
2002	153,8	156,5	97,9

Source : PFC Energy 50

Cependant, nous ne pouvons pas conclure que le risque global de ces groupes est réduit du fait de leur intégration dans les segments aval de la chaîne gazière car plusieurs autres facteurs influent sur ces capitalisations boursières. Il n'est en effet pas aisé d'isoler l'effet de l'intégration verticale dans l'aval gazier sur la stabilité des capitalisations boursières.

L'intégration des MPE dans les segments aval de la chaîne gazière n'entraîne pas la réduction du risque sur leurs profits globaux. Ce résultat était prévisible puisque nous avons vu que les prix du gaz et ceux de l'électricité, à l'instar des cours du brut, ne sont pas stables. De plus, comme les prix du gaz sont souvent dépendant de ceux du brut, il y a donc corrélation entre les deux marchés. La volatilité de l'un entraîne une volatilité de l'autre. Les profits globaux ne sont donc pas stabilisés du fait de la diversification dans le gaz.

Nous nous intéressons à présent à un autre type de risque qui est celui de la chaîne gazière elle-même. Il s'agit du risque sur les marges gazières que nous abordons dans ce qui suit.

L'intégration dans l'aval gazier permet de garantir des marges gazières intéressantes : le lissage des profits gaziers

L'intégration verticale dans l'aval pétrolier, par la nature antisymétrique de l'évolution des résultats amont et aval, peut diminuer le risque global de la chaîne pétrolière. En effet, sur une longue période, la variation opposée des bénéfices est un facteur d'atténuation des fluctuations conjoncturelle. L'antisymétrie des résultats amont-aval s'exerce d'autant plus en période de forte variation des prix du brut, tant à la hausse qu'à la baisse. L'importance accordée à l'intégration verticale dans le pétrole dépend donc directement de la stabilité générale du marché pétrolier.

Dans le cas de la chaîne gazière, nous montrons que les conclusions énoncées ci-dessus sont valables pour l'aval gazier, c'est-à-dire que les groupes pétroliers, en s'intégrant verticalement sur la chaîne gazière, ils tentent de lisser leurs profits gaz et donc de sécuriser leurs débouchés en termes de prix.

Il s'agit de faire une comparaison entre le cas de l'intégration dans le raffinage (pour sécuriser les marges pétrolières) et le cas de l'entrée dans l'aval gazier.

Nous montrons que les groupes pétroliers entrent dans l'aval gazier pour les mêmes raisons que celles de leur intégration dans le raffinage du pétrole (aval pétrolier). Ceci revient à montrer que les groupes pétroliers veulent, à travers l'intégration verticale sur la chaîne gazière, réduire les risques sur les marges gazières. Cette réduction du risque a donc lieu du fait de leur positionnant sur les différents segments de cette chaîne.

Pour cela, nous regardons l'évolution des revenus gaziers des MPE depuis 1996. Dans le cas où les profits se stabiliseraient à partir de la période à laquelle les MPE ont commencé à s'intégrer dans l'aval gazier, nous pourrions conclure qu'il y a un effet stabilisateur de profits dans le cas d'une présence dans l'aval gazier.

Tableau 2-14 : Evolution des revenus gaziers et électriques (en millions de dollars)

	BP	Shell	Total
1996	d.n.e.	264	d.n.e.
1997	d.n.e.	245	d.n.e.
1998	d.n.e.	349	d.n.e.
1999	211	253	d.n.e.
2000	571	112	d.n.e.
2001	488	1226	d.n.e.
2002	384	774	d.n.e.

Source : Rapports annuels des groupes
d.n.e. : Donnée non existante

L'activité Gaz & Electricité ne constitue pas (jusqu'en août 2003) un secteur d'activité à part entière de Total. Ceci explique le fait le groupe ne publie pas de résultats pour cette activité qui sont contenus dans ceux du secteur Amont.

BP n'a commencé à publier des résultats pour le gaz & électricité qu'à partir de 1999.

Pour BP et Shell, nous constatons que les revenus gaziers sont instables (ils augmentent et ils diminuent d'une année à une autre).

Ne disposant pas de données précises sur les deux segments qui nous intéressent, à savoir la vente du gaz naturel et de l'électricité aux industriels et la production, il nous est impossible de tirer des conclusions pour ce qui de la place qu'occupent ces deux segments dans l'activité globale de chacun de trois groupes et sur le comportement des profits correspondant à ces segments.

La raison de la réduction du risque à travers l'intégration verticale dans l'aval est difficile à montrer sans données précises sur les segments en question.

Les données dont nous disposons ne suffisent pour affirmer ou infirmer notre argument.

Nous avons vu que la réduction du risque globale des activités du groupe n'est pas réalisée à travers ce mouvement et le lissage des profits gaziers n'a pas pu être démontré à cause du manque de données.

2.2.5. Les avantages coûts par rapport à d'autres entrants qui engendrent des rentes

Les avantages coûts que peuvent avoir les groupes pétroliers en entrant dans les segments de l'aval gazier ont plusieurs sources :

- Economies d'envergure : du fait de leur diversification
- Economies des coûts de transaction : car ils optent pour l'intégration verticale partielle (cf. chapitre 3 et 4)
- Maîtrise des approvisionnements : car ils disposent de la matière première (le gaz naturel)
- Maîtrise des facteurs clés des nouveaux segments : car ils ont acquis un apprentissage dans des activités semblables aux nouvelles qu'ils intègrent

La première source concerne le fait que les groupes pétroliers s'intègrent dans des segments qui s'avèrent avoir des synergies avec certains de leurs métiers de base leur permet d'avoir des avantages coûts par rapport à d'autres entrants qui ne sont pas intégrés comme eux. Cet avantage fait l'objet de la proposition P1.

La seconde source sera traitée dans les prochains chapitres.

Les deux dernières sources, quant à elles, font l'objet de la quatrième proposition que nous formulons ci-dessous sous-forme de deux sous-propositions :

P4a : Les groupes pétroliers s'intègrent dans l'aval gazier car ils bénéficient d'avantages coûts dus au contrôle de la matière première : le gaz naturel. Cet avantage leur permet de capter la rente gazière⁴⁰.

P4b : Les groupes pétroliers s'intègrent dans l'aval gazier car ils bénéficient d'avantages coûts dus à la maîtrise des facteurs clés de ces segments : maîtrise de la technologie de production d'électricité à partir du gaz naturel et des compétences requises.

⁴⁰ Elle est définie comme la différence qui peut exister entre le prix de valorisation d'un mètre cube de gaz au niveau de l'utilisateur final et la somme des coûts engendrés par la production, le transport, le stockage, et parfois la liquéfaction et la regazéification, et la distribution de ce mètre cube

Nous montrons que les groupes pétroliers captent des rentes du fait de leurs avantages coûts dus à la maîtrise de la matière première (le gaz naturel) et des facteurs clés des segments dans lesquels ils s'intègrent.

Pour montrer que les groupes pétroliers bénéficient effectivement d'avantages coûts, il faudra comparer d'une part, les coûts marginaux de commercialisation de gaz naturel aux industriels par les groupes pétroliers avec ceux des autres acteurs et, d'autre part, le coût marginal de production de l'électricité à partir du gaz naturel du groupe pétrolier avec celui d'un électricien. Ceci n'a pas été possible à faire du fait du manque de données nécessaires.

Regardons cependant les facteurs à l'origine des avantages coûts des groupes pétroliers qui s'intègrent dans l'aval gazier.

□ **Contrôle de la matière première**

Les groupes pétroliers disposent du gaz naturel car ils en sont producteurs. Le fait de produire le gaz naturel pour vendre aux industriels ou pour produire de l'électricité permet aux groupes pétroliers de bénéficier d'économies liées à l'achat de cette matière première (négociation, établissement de contrats, etc.), i.e. les coûts de transaction.

La question qui se pose alors est : est-ce que ces avantages coûts permettent aux firmes de capter des rentes⁴¹ ?

Pour cela, nous montrons que, pour un groupe pétrolier, les segments aval de la chaîne gazière peuvent offrir plus de valeur ajoutée par rapport à l'amont et par rapport à d'autres acteurs (ceux qui ne détiennent pas la matière première).

Les valeurs ajoutées des différents segments gaziers

La valeur ajoutée (VA) dans un segment donné est définie comme suit :

$$VA = \text{Chiffre d'affaires} - \text{Consommations Intermédiaires}$$

La commercialisation aux clients finals des matières premières et la production d'outputs à partir de ces matières premières peuvent permettre à une entreprise d'avoir plus de valeur ajoutée en comparaison avec celle obtenue à partir de la vente de gros.

Pour montrer qu'il existe plus de valeur ajoutée dans chacun des deux segments considérés, nous faisons le raisonnement suivant :

Commercialisation de gaz naturel aux industriels

Nous supposons qu'une même production de gaz naturel pourrait être destinée soit à la vente de gros sur le marché ou bien à la distribution aux clients finals (dans notre cas, les industriels).

Il s'agit alors de comparer entre la valeur ajoutée de la vente de gros de cette quantité d'une part, et la valeur ajoutée de sa commercialisation aux industriels d'autre part. Ceci revient à comparer les deux alternatives : vendre le gaz sur le marché de gros ou le commercialiser aux industriels.

⁴¹ Nous nous intéressons dans notre travail aux rentes différentielles (cf. chapitre 1).

Soit Q_{GN} une quantité donnée de gaz naturel.

Et Soient P_{GN} le prix de gros moyen du gaz naturel et CI_{GN} le total moyen des consommations intermédiaires de la production du gaz naturel.

En notant la valeur ajoutée moyenne de la vente du gaz naturel par VA_{GN} , on a alors :

$$VA_{GN} = (P_{GN} * Q_{GN}) - CI_{GN}$$

D'autre part, soient p_{GN} le prix de vente moyen du gaz naturel aux industriels.

Notons la valeur ajoutée moyenne de la distribution du gaz naturel par va_{GN} , on a alors :

$$va_{GN} = (p_{GN} * Q_{GN}) - CI_{GN}$$

On compare entre ces deux valeurs ajoutées : Si $va_{GN} > VA_{GN}$ alors il existe plus de valeur ajoutée à commercialiser le gaz naturel aux industriels qu'à le vendre sur le marché de gros. Dans ce cas, le meilleur choix est de commercialiser le gaz naturel aux industriels.

En réalité, ce choix n'est pas si simple à faire. En effet, les groupes pétroliers ont généralement des participations dans des compagnies gazières pour la commercialisation du gaz naturel aux industriels. Le gaz distribué par ces compagnies ne provient pas forcément du groupe pétrolier détenteur de l'intérêt.

La production d'électricité à partir du gaz naturel

De même pour la production d'électricité à partir du gaz naturel, il s'agit de comparer entre les valeurs ajoutées moyennes obtenues à travers la vente de gros du GN d'une part, et celles obtenues à travers la vente de l'électricité (vente de GN sous forme d'un KWh) d'autre part.

La valeur ajoutée de la vente d'une quantité Q_{GN} de gaz naturel (voir ci-dessus) est :

$$VA_{GN} = (P_{GN} * Q_{GN}) - CI_{GN}$$

Soit P_e le prix moyen du KWh et soit Q_e la quantité moyenne d'électricité produite à partir de la quantité Q_{GN} de gaz naturel. Et soit CI_e le total moyen des consommations intermédiaires de la production d'électricité.

Notons la valeur ajoutée moyenne obtenue de la vente de l'électricité par VA_e , on a alors :

$$VA_e = (P_e * Q_e) - CI_e$$

On compare entre les deux quantités VA_e et VA_{GN} :

Si $VA_e > VA_{GN}$ alors il existe plus de valeur ajoutée en produisant de l'électricité à partir du gaz naturel qu'en vendant ce gaz sur le marché de gros. Dans ce cas, le meilleur choix serait d'aller jusqu'à la production de l'électricité à partir du gaz naturel.

Les valeurs ajoutées dépendent des prix des produits et des consommations intermédiaires (les quantités étant supposées fixes). Leurs évaluations reposent de ce fait sur les cours du gaz naturel et ceux de l'électricité qui sont variables. Il n'est donc pas aisé de dire avec certitude s'il y a plus de valeur ajoutée dans les segments aval de la chaîne gazière.

Les groupes pétroliers produisent l'électricité à partir du gaz naturel à un coût moindre du fait de la production du combustible (gaz naturel)

Le contrôle de la matière première permet d'avoir des consommations intermédiaires dans la production d'électricité à partir du gaz naturel inférieures à celles d'un électricien puisque celles-ci incluent le coût de la matière première qui devrait être moins important pour un groupe pétrolier qui en est producteur. Ceci implique que le groupe pétrolier capte une rente due à une économie de coûts par rapport à d'autres acteurs (en place ou nouveaux entrants).

De plus, le prix de cession du gaz naturel (facturé par la division commercialisation du groupe à la division en charge de la production d'électricité à partir du gaz naturel) étant généralement inférieur à celui du marché (prix appliqués autres acteurs), la production d'électricité à partir du gaz naturel par un groupe pétrolier devrait engendrer des coûts moindres par rapport à ceux des autres acteurs, en l'occurrence les électriciens.

A ce titre, il convient de déterminer à combien contribue le coût du gaz naturel dans la structure du coût total de production de l'électricité à partir du gaz naturel pour un groupe pétrolier d'une part, et pour un électricien, d'autre part. Ceci va nous permettre de montrer avec rigueur que le fait de produire la matière première constitue un avantage concurrentiel qui permet aux groupes pétroliers de capter une rente différentielle sur la chaîne gazière.

En général, les données nécessaires pour montrer qu'effectivement les groupes pétroliers captent cette rente du fait de la détention de la matière première sont les suivantes :

- Les coûts moyens de distribution de gaz naturel aux industriels à comparer avec ceux des autres acteurs (les gaziers ou les *multiutilities*)
- Le coût moyen de la matière première (gaz naturel) dans la production d'électricité à partir du gaz naturel pour les groupes pétroliers à comparer avec la moyenne des coûts moyens des autres acteurs (les électriciens).
- Le coût marginal de production d'électricité à partir du gaz naturel pour les groupes pétroliers à comparer avec la moyenne des coûts marginaux des autres acteurs (les électriciens).

Dans l'absence de ces données, nous ne pouvons pas valider empiriquement les résultats des travaux théoriques sur cette question. Selon ces travaux, la détention de la matière première (le gaz naturel) permet aux groupes pétroliers d'avoir des avantages coûts qui sont à l'origine d'une rente différentielle (cf. chapitre 1).

□ **La maîtrise des facteurs clés des segments**

Les facteurs clés des segments en question sont nombreux. Nous nous intéressons dans notre travail aux facteurs qui nous paraissent les plus pertinents pour notre cas empirique et qui sont :

- La maîtrise des technologies utilisées dans les nouveaux segments
- La maîtrise des compétences requises dans les nouvelles activités
- La détention des moyens financiers nécessaires pour entreprendre les nouvelles opérations

Maîtrise des technologies

La maîtrise de la technologie entraîne une réduction des coûts grâce au processus d'apprentissage⁴².

La technologie considérée dans notre cas est celle de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

Les groupes pétroliers ont commencé à produire l'électricité à partir du gaz naturel depuis longtemps, au début c'était dans le but de répondre aux besoins de leurs raffineries et sites

⁴² L'apprentissage est un processus induit par la répétition et l'expérimentation qui permettent aux tâches d'être effectuées d'une manière plus efficace et rapide. De plus, l'apprentissage permet l'identification de nouvelles opportunités de production

pétrochimiques. Ils ont donc acquis une connaissance et une pratique des technologies de production d'électricité à partir du gaz naturel.

De plus les techniques que ces groupes maîtrisent (cycle combiné au gaz et cogénération) sont les plus efficaces (cf. annexe 3).

Le choix de ces technologies leur permet donc des économies de coûts qui sont à l'origine d'une rente qu'ils captent.

Maîtrise des compétences : les groupes pétroliers ont les compétences requises pour les nouveaux segments

Les compétences requises pour mener à bien les nouvelles activités sont les techniques de commercialisation aux industriels (marketing, publicité, etc.) et la gestion des grands projets (projets de centrales électriques).

La maîtrise des compétences requises est en partie due aux synergies qui existent entre les nouvelles activités et les activités déjà existantes de la firme. Cette maîtrise permet d'éviter des dépenses supplémentaires (formations, personnel, etc.) et donc de réaliser une économie de coûts.

Les groupes pétroliers possèdent les compétences nécessaires à la mise en œuvre de leur stratégie d'intégration verticale aval dans le gaz. En effet, ces groupes comptent déjà dans leur portefeuille d'activité, des activités de vente aux industriels : vente des lubrifiants industriels, des GPL, des bitumes, du fioul domestique et du fioul lourd. Ils ont de ce fait acquis des compétences dans ce domaine et ont donc développé un processus d'apprentissage.

De plus, ces groupes ont acquis dans leurs activités de vente aux industriels déjà existantes un portefeuille de clients auxquels ils peuvent vendre le gaz naturel (comme substitut au combustible qu'ils utilisent) et éventuellement l'électricité, ce qui leur permet d'économiser les coûts liés à la recherche de nouveaux débouchés.

Les groupes pétroliers maîtrisent les compétences requises pour mener à bien les nouvelles activités. La plupart de ces compétences ont été acquises par ces groupes en opérant sur la chaîne pétrolière.

La gestion des grands projets est l'une de ces compétences que les groupes pétroliers ont développées, non seulement dans l'exploration-production, mais également dans le raffinage et la pétrochimie. Ce savoir-faire leur confère des avantages coûts certains.

Les groupes pétroliers ont les moyens financiers nécessaires pour entrer dans les nouveaux segments

Les groupes pétroliers disposent de moyens financiers suffisants pour entreprendre les nouvelles activités.

En effet, ces groupes opèrent dans une industrie très capitalistique. L'exploration représente le segment le plus demandeur de capitaux.

Ils sont donc financièrement capables d'entreprendre de grands projets, en interne ou avec des emprunts qu'ils obtiennent facilement auprès des grandes banques.

Les groupes pétroliers ont donc des avantages coûts qui leur permettent d'être compétitifs dans les segments de l'aval gazier qu'ils intègrent. Le fait de disposer du gaz naturel et des compétences requises dans les nouveaux segments leur confère un avantage considérable en termes de coûts et de flexibilité dans ces segments.

2.3. Synthèses des hypothèses sur les raisons de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier : tableau récapitulatif

Proposition	Contenu	Arguments	Indicateurs
P1	Bénéficier des économies d'envergure obtenues à travers une présence sur plusieurs segments à la fois	<ul style="list-style-type: none"> - Il existe plusieurs synergies entre les activités de base des groupes pétroliers et les nouvelles activités : synergies des ventes, synergies de l'exploitation, synergies des investissements et synergies de direction 	<ul style="list-style-type: none"> - Nombre d'actifs de gestion commerciale déjà existants réutilisés dans les nouvelles activités - La nature des associations des MPE dans tous les secteurs - Nombre des associations des MPE dans l'aval gazier - La nature des associations des MPE dans l'aval gazier - Les parts de marchés gaziers des MPE dans les différentes régions (ou pays)
P6	Minimiser les risques dus à la nouveauté des activités	<ul style="list-style-type: none"> - Les groupes pétroliers ont toujours opté pour des associations dans l'amont pétrolier pour pallier le problème Risque - Les groupes pétroliers se sont toujours associés avec des acteurs qui maîtrisent les technologies qu'ils ne développent pas eux-mêmes 	<ul style="list-style-type: none"> - Le risque technique lié aux projets de l'aval gazier: écart entre le résultat escompté et le résultat réalisé - Appréciation de la réussite des projets en association
P7	Economiser les coûts de transaction	<ul style="list-style-type: none"> - Grille d'analyse de Williamson 	<ul style="list-style-type: none"> - Les coûts du recours à une association : les coûts de coordination dans le cas d'une association ou une prise de participation Les coûts d'internalisation : les coûts d'organisation dans le cas d'une internalisation

Conclusion

Nous avons tenté dans ce chapitre d'analyser les raisons qui ont conduit les groupes pétroliers à s'intégrer verticalement sur la chaîne gazière. Pour ce faire, nous nous sommes appuyés sur les analyses théoriques sur les déterminants de l'intégration verticale et la diversification.

Les résultats auxquels nous arrivons montrent que la recherche de débouché est la raison la plus plausible de l'entrée des groupes dans ces segments. En effet, tous les facteurs techniques et économiques liés gaz concourent à la validation de cette raison.

Les économies d'envergure sont certes réalisées, mais ceci ne représente pas à notre avis une raison à part entière. La recherche de synergies est une raison sous-jacente faisant partie de la stratégie globale de chacun des groupes étudiés car nous constatons que ceux-ci s'intègrent dans les segments qui présentent des synergies avec leurs activités déjà existantes. Ceci explique le fait que ces groupes soient très peu présents dans la distribution (du gaz et de l'électricité) aux clients domestiques, estimant (notamment Total) qu'il s'agit d'un métier très éloigné de leur métier de base.

Quant à la réduction du risque, nous avons pu montrer que l'intégration verticale dans l'aval gazier ne contribue à la réduction du risque sur les profits globaux des groupes étudiés. Cependant, la sécurisation des marges à travers ce mouvement n'a pas été démontré pour cause de manque de données.

Par ailleurs, les avantages coûts nous semblent constituer une raison plausible de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier. Ces groupes ont effet des avantages coûts qui leur facilitent l'entrée dans les segments en question (maîtrisent de la matière première et des compétences nécessaires, etc.)

Les principales raisons de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier sont donc la sécurisation des débouchés pour le gaz et la mise en œuvre des avantages coûts qui leur permettent d'être compétitifs dans les nouveaux segments et de le rester dans leur métier de base.

Après avoir analysé les raisons de l'intégration des groupes pétroliers dans l'aval gazier, nous nous proposons d'expliquer à présent pourquoi ces groupes optent pour des moyens organisationnels particuliers pour mettre en œuvre cette stratégie. Ceci fait l'objet des deux chapitres qui vont suivre.

Chapitre 3 :

Entre le marché et la hiérarchie : les modes d'organisation intermédiaires

Introduction

A partir du constat que, pour entrer dans les segments de l'aval gazier et de l'électricité, les groupes pétroliers optent pour des modes d'organisation intermédiaires, en particulier les alliances stratégiques et les prises de participation, nous nous sommes intéressés aux théories traitant de ces modes d'organisation.

Les analyses typologiques de l'intégration verticale considèrent celle-ci comme une alternative extrême et incluent des solutions intermédiaires qui correspondent à des structures de gouvernance qui combinent les caractéristiques des firmes et des marchés.

Plusieurs termes décrivent ce type de structures : contrats commerciaux non-standards (*non-standard commercial market contracts*) (Williamson, 1983) ; alliances stratégiques (*strategic alliances*) (Badaracco, 1991) ; marchés gérés ou organisés (*managed or organized markets*) (Butler and Carney 1983, Lundvall 1988) ; réseau (*networking*) (Thorelli, 1986) ; contrats relationnels ou échange (*relational contracting or exchange*) (Dore 1983, Goldberg 1980, Williamson 1985) ; partenariats à valeur ajoutée (*value-added partnerships*) (Johnston and Lawrence, 1988) ; quasi-intégration (*quasi-integration*) (Blois 1972, Monteverde and Teece 1982b).

Selon Thompson et al. (1991), l'allocation des ressources requiert trois principales structures de gouvernance : les marchés, les hiérarchies et les réseaux. L'interface entre les firmes et les marchés est appelée intégration (stricte) et, suivant cette logique, l'interface entre les firmes, les marchés et les réseaux peut être appelée **quasi-intégration** (lorsque les coûts de transaction sont supérieurs aux coûts d'organisation interne et les bénéfices du marché sont supérieurs aux bénéfices de l'organisation interne).

Harrigan (1983) distingue quatre types de stratégies d'intégration verticale : l'intégration complète, l'intégration modulée ou partielle, la quasi-intégration et les contrats. Chacun de ces types d'intégration verticale représente un degré différent d'investissement et de transferts internes et implique un degré différent de pouvoir de négociation.

Les alliances stratégiques et les prises de participation dans le capital d'une autre firme (acquisitions partielles) sont considérées comme des moyens parmi d'autres pour réaliser l'intégration verticale partielle.

Les joint-ventures concernent les activités pour lesquelles est créée une entreprise commerciale indépendante et à gestion autonome par deux ou plusieurs sociétés parentes afin de poursuivre des activités bien définies dans l'intérêt mutuel des participants (Chesnais, 1988). Ce type d'organisation de la coopération est l'une des formes les plus anciennes et les mieux connues et est la forme la plus utilisée dans les accords interentreprises dans la plupart des industries.

Pour analyser ces modes d'organisation nous avons adopté le plan suivant :

Tout d'abord nous présentons en générale les modes d'organisation intermédiaires en mettant l'accent sur ceux qui nous intéressent, à savoir les alliances stratégiques qui sont des modes de coopération très répandus.

Nous abordons ensuite les visions des principaux courants théoriques sur ces modes.

Enfin, nous détaillerons les raisons qui semblent les plus plausibles du choix de ces modes d'organisation par les entreprises.

3.1. Les modes d'organisation intermédiaires : des alternatives au marché et à la firme

Dans le passé, la manière la plus connue et la plus rapide pour une grande firme d'avoir une nouvelle compétence ou un nouveau produit qu'elle ne peut pas développer elle-même était l'acquisition d'une autre firme qui a les compétences et les moyens nécessaires. A présent la coopération représente une alternative intéressante à l'acquisition.

Une grande firme préfère investir que d'acheter pour des raisons d'efficacité et de créativité (Powell, 1987).

En effet, les inconvénients de l'intégration verticale à grande échelle peuvent devenir très importants lorsque le changement technologique devient rapide, les cycles de vie de produit courts et les marchés plus spécialisés (Powell, 1987). Les firmes répondent à ces nouvelles pressions par divers moyens, soit en limitant la taille des unités de travail ou en sous-traitant le travail ou bien en optant pour des accords de coopération avec des fournisseurs et des distributeurs.

Le choix est entre le déplacement des transactions vers le marché et l'établissement de contrats de long terme de toute sorte.

Lorsque les activités impliquent des tâches relativement normalisées qui exigent peu d'actifs spécifiques ou quand la demande d'un produit est incertaine, les firmes sont plus susceptibles d'opter pour des transactions de marché.

Mais quand les activités en question exigent des connaissances et des compétences plus spécifiques et que la qualité est importante, les firmes sont plus susceptibles de choisir des relations contractuelles de long terme de toutes sortes (Powell, 1987).

3.1.1. Les modes d'organisation intermédiaires : Définition générale

Nous reprenons ici le modèle de Koenig et Thiétart (1987) qui ont raffiné le modèle transactionnel de Williamson (1985) en positionnant d'autres formes organisationnelles sur un continuum entre marchés, contrats à long terme et hiérarchie⁴³. La figure ci-dessous illustre le concept "entre le marché et la hiérarchie".

⁴³ Ces auteurs sont partis du constat que le modèle transactionnel de Williamson (1985) n'analyse pas en détail les formes d'organisation intermédiaires entre le marché et la hiérarchie

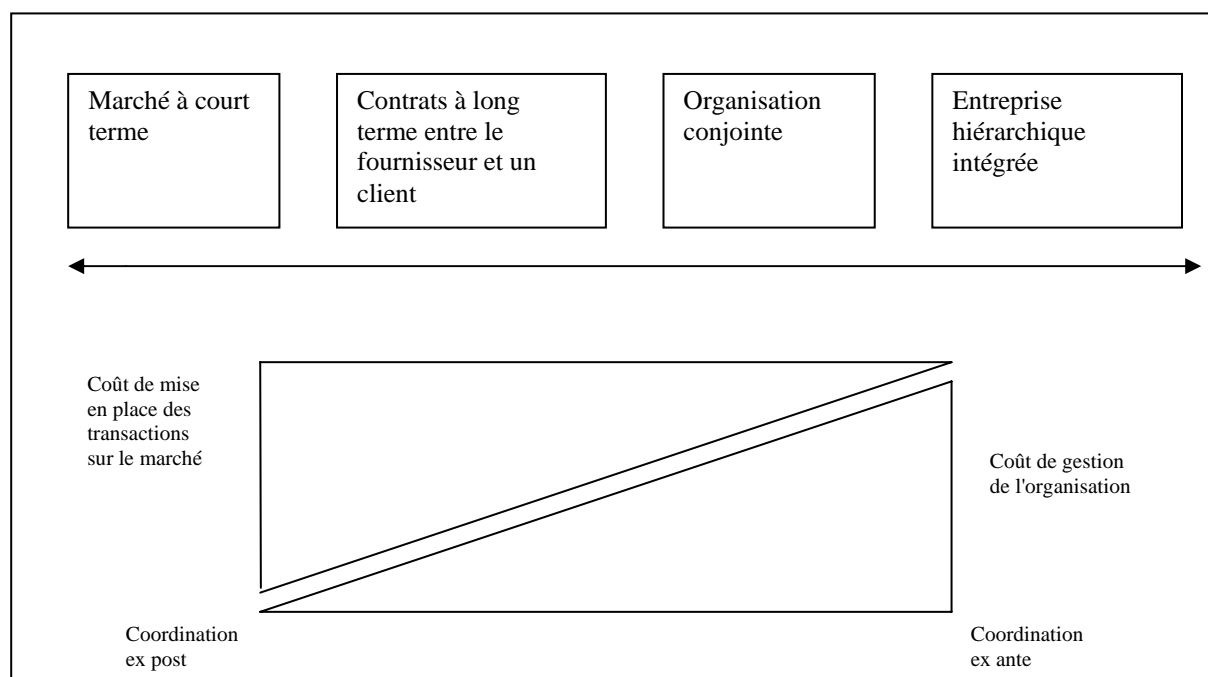


Figure 3-1 : Les M.O.I. : entre marché et hiérarchie ⁴⁴

L'éventail des relations économiques entre deux firmes s'étend de l'échange marchand (recours au marché) à l'intégration stricte (complète), en passant par les différentes formes de relations de coopération entre firmes (coopération interentreprises).

La concrétisation de l'entrée d'une firme dans une nouvelle activité peut donc se faire selon différents modes d'organisation, pouvant aller de l'internalisation à l'acquisition (y compris l'acquisition partielle), en passant par les modes d'organisation intermédiaires. Le choix d'un mode donné dépend d'une part de facteurs environnementaux et d'autre part, de facteurs propres à la firme (Véry, 1991).

Nous nous intéressons dans ce qui va suivre aux relations de coopération qui incluent en particulier les alliances stratégiques.

➤ **Les relations de coopération : définition et types**

La coopération est une des options offertes à une entreprise parmi les différents modes de développement existants pour conduire un mouvement stratégique. L'entreprise peut opter pour une relation de coopération pour se développer horizontalement ou verticalement ou pour se diversifier dans des secteurs proches ou éloignés de son activité de base.

Mariti et Smiley (1983) donnent l'une des premières définitions complètes d'un accord de coopération. Selon ces auteurs, un accord de coopération est tout accord explicite conclu pour une longue durée entre deux ou plusieurs entreprises. Dans leur analyse des accords de coopération, ces auteurs se sont basés sur la distinction classique faite par Williamson (1985) entre les marchés et les hiérarchies.

⁴⁴ Source : Jolly D., Alliances technologiques inter-entreprises : champ d'application & explications théoriques, *Revue Gestion* 2000, 1993, vol. 9, n° 5, pp. 71-92.

L'objectif de ces auteurs est d'étudier « le champ intermédiaire de transactions qui se situe entre les transactions ponctuelles sur le marché et les arrangements internes qui conduisent souvent à une fusion, de ce fait les rachats d'entreprises et les fusions ne sont pas considérées comme des accords de coopération».

Ricotta et Mariotti (1986 ?) incluent dans leur définition de la coopération les prises de participation dans le capital d'une autre entreprise.

Selon ces deux auteurs, un accord de coopération interentreprises est tout accord officiel ou officieux conclu par deux ou plusieurs entreprises dans le but d'instaurer un certain degré de collaboration entre elles. Cet accord peut prendre la forme d'une prise de participation au capital ou une création d'une nouvelle société (joint-venture), ainsi que tout arrangement sans prise de participation. Cette définition englobe un large éventail d'accords de coopération interentreprises, excepté les fusions et les acquisitions.

Selon Goto (1982), les structures de groupe de type de celle des Keiretsus japonais⁴⁵ constituent pour les entreprises une solution alternative à l'intégration qui permet aux entreprises d'économiser des coûts de transaction. Ces structures pourraient, selon cet auteur, être un moyen d'interpréter d'autres accords de coopération interentreprises.

Les avantages de l'intégration verticale et horizontale semblent avoir été diminués pour différentes raisons : complexité des intrants scientifiques et technologiques, l'incertitude des conditions économiques et les risques liés à des trajectoires technologiques encore incertaines (Chesnais, 1988). Ces facteurs rendent de plus en plus les hiérarchies moins efficaces en tant que moyen d'affronter les imperfections du marché. Par ailleurs, l'augmentation du besoin d'affronter et de mettre à profit les imperfections du marché dans le domaine de la technologie fait que les accords interentreprises se trouvent à présent au premier plan des stratégies des entreprises.

Cependant, la diffusion des accords de coopération ne signifie pas une amélioration de l'efficacité des marchés ou une réaffirmation de leur rôle, mais l'apparition d'un nouveau moyen permettant aux entreprises d'affronter et d'organiser à leur profit les imperfections du marché (Chesnais, 1988)⁴⁶.

La coopération et l'acquisition recouvrent de nombreuses formes de prises de contrôle et de coopération. Nous nous intéressons dans notre travail aux alliances stratégiques qui sont des relations de coopération particulières et aux prises de participation (acquisitions partielles). Ces modes de développement sont parfois combinés lors de l'entrée dans une nouvelle activité, comme nous l'avons vu dans le cas de l'entrée des groupes pétroliers dans l'aval gazier.

⁴⁵ Il s'agit de "groupes de sociétés appartenant à des secteurs divers, relativement autonomes mais liées entre elles par des participations minoritaires réciproques" (Aoki, 1988)

⁴⁶ Le concept d'imperfection est défini par Dunning (1981) comme suit :

« Les imperfections du marché peuvent être aussi bien d'ordre structurel que d'ordre cognitif. Un autre genre d'imperfection est l'incertitude quant à l'avenir des conditions du marché, en l'absence des marchés concurrentiels futurs ou quant aux politiques des pouvoirs publics. Les imperfections d'ordre structurel apparaissent là où existent des entraves à la concurrence et l'on tire profit des rentes économiques, où les coûts de transaction sont élevés ou encore là où il n'est pas possible de tirer pleinement profit des activités interdépendantes. Les imperfections d'ordre cognitif apparaissent là où l'on ne dispose pas facilement d'informations sur les produits ou sur les services portés sur les marchés ou lorsque ces informations sont fort coûteuses à obtenir (...). »

Les différents types de relations de coopération

Les deux principaux types de relations de coopération recensés dans la littérature sont (Source ?) :

- Les relations de coopération verticales : elles sont généralement analysées du point de vue des échanges fournisseurs-utilisateurs ou des contrats de sous-traitance entre un donneur d'ordre et des entreprises de moindre importance.
- Les coopérations horizontales : elles peuvent concerner aussi bien des relations entre partenaires appartenant à des segments de marchés distincts que des relations entre concurrents directs.

Ces deux types de coopération sont mis en œuvre à travers différentes formes de coopération, parmi lesquelles nous trouvons les alliances stratégiques. Le caractère stratégique est lié au fait qu'au-delà de l'accroissement des parts de marché ou de la réduction du risque, l'objectif visé détermine l'avenir à long terme de chacune des parties.

Cette forme de coopération est présentée dans le paragraphe ci-dessous.

3.1.2. Les alliances stratégiques : un mode en expansion

L'alliance est définie⁴⁷ comme l'activité résultant d'un accord de coopération à long terme entre plusieurs organisations indépendantes, visant explicitement à créer une valeur nouvelle à partir des synergies entre actifs spécifiques ou ressources complémentaires.

Les alliances stratégiques sont des accords formels et durables de régulation des relations interentreprises. Elles diffèrent des coopérations informelles et de court terme car elles sont fondées sur des contrats de long terme caractérisés par un niveau important de risque et une irréversibilité des ressources investies (Bellon & Niosi, 2002).

Plusieurs autres définitions sont données aux alliances stratégiques. L'une d'elles considère qu'elles sont des associations entre plusieurs entreprises indépendantes qui choisissent de mener à bien un projet ou une activité spécifique en coordonnant leurs compétences, leurs moyens et les ressources nécessaires plutôt que de :

- mettre en œuvre ce projet ou activité de manière autonome en supportant seules les risques, et en affrontant seules la concurrence, ou
- fusionner entre elles, ou
- procéder à des cessions ou acquisitions d'activités.

Une alliance stratégique peut viser de nouveaux marchés, de nouvelles capacités de production, de nouvelles technologies ou toute modification de celles-ci. Les caractéristiques de cette forme de coopérations sont détaillées ci-dessous.

⁴⁷ cf. Bellon B. , Niosi J., article 2002

➤ **Caractéristiques des alliances stratégiques**

Les alliances stratégiques entre les entreprises présentent les caractéristiques suivantes :

- L'alliance stratégique poursuit un objectif précis et met en œuvre des moyens précis.
- Le premier moteur de leur alliance est l'obtention de résultats mutuellement avantageux.
- L'évolution de l'alliance se fait dans des environnements incertains.
- Les partenaires s'engagent dans une gestion conjointe et assument ensemble les risques d'un projet, programme ou activité sur une période de temps généralement longue.
- Les partenaires restent autonomes et juridiquement indépendants sur leurs activités qui ne rentrent pas dans le champ de l'alliance.
- Ils mettent en commun, combinent ou échangent des ressources (actifs physiques, moyens humains, capacités, compétences technologiques, savoir-faire, etc.).

Par ailleurs, les alliances stratégiques sont caractérisées par des centres de décisions multiples (différentes parties), une négociation permanente et des conflits d'intérêts.

De plus, l'une des caractéristiques spécifiques des alliances est que, contrairement aux rapprochements définitifs comme les fusions ou acquisitions, elles permettent un certain degré de réversibilité des décisions stratégiques. L'alliance peut donc être pour les uns un moyen d'entrer ou de se renforcer dans un domaine donné et, pour les autres, un moyen de se dégager progressivement d'activités existantes.

Les alliances stratégiques est une des formes de coopération qui, elle-même, regroupe plusieurs formes qui sont présentées dans le paragraphe qui suit.

➤ **Les différentes formes des alliances stratégiques**

Les alliances stratégiques se traduisent par la création d'une structure de coopération prenant la forme d'une société ou d'un contrat.

L'alliance par contrat peut prendre diverses formes juridiques : accord de coopération, contrat de groupement, etc.

Les accords de coopération incluent les joint-ventures, partenariat avec apport de capitaux propres, accords de collaboration en recherche ou consortiums de recherche, accords de licence, accords d'externalisation (outsourcing), etc.

D'un point de vue juridique, toute alliance est, un contrat. L'organisation des alliances se fait donc en ayant recours aux formes classiques prévues par le droit des contrats et par les droits des sociétés.

En général, il n'existe aucun rapport bien défini entre la forme légale des alliances et les objectifs pour lesquels ils ont été établis. La forme de l'alliance semble être décidée en fonction des besoins des partenaires, des règles de taxation et de normalisation du pays (Powell, 1987).

Par ailleurs, nous distinguons deux principaux types d'alliances :

- **Les alliances entre firmes non concurrentes** : Joint-ventures de multinationalisation, partenariats verticaux et accords intersectoriels.
- **Les alliances entre firmes concurrentes** : Alliances de co-intégration, alliances de pseudo-concentration et alliances complémentaires.

➤ **Cas des alliances de diversification**

Garrette et Dussauge (1995) définissent les alliances de diversification comme étant des alliances utilisées par des entreprises pour entrer dans de nouveaux domaines d'activité. Une alliance avec une entreprise établie est un des moyens d'acquérir plus rapidement les compétences nécessaires.

Les alliances de diversification associent le plus souvent des entreprises implantées dans des zones géographiques différentes. En acceptant de faciliter l'entrée de son allié, le partenaire déjà établi dans le secteur a pour objectif d'étendre son marché.

De ce point de vue, les alliances de diversification s'apparentent aux joint-ventures de multinationalisation. La différence entre ces deux alliances est que dans la seconde, le partenaire entrant dispose du potentiel nécessaire pour devenir à terme un concurrent à part entière. Lorsque ceci se réalise, l'alliance de diversification s'apparente à l'alliance de liaison (complémentaire).

➤ **Cas des filiales communes ou joint-ventures**

L'alliance faite dans une nouvelle structure juridique correspond à la création d'un Groupement d'Intérêt Economique (G.I.E.) ou d'une filiale commune (joint-venture), ce qui est se fait souvent dans le cas d'une diversification à travers une alliance.

Les joint-ventures constituent la forme la plus poussée de l'interdépendance inter-organisationnelle. En effet, ce mode d'organisation implique la mise en commun du capital ainsi que la création d'une nouvelle entité. Cette forme d'accord est souvent considérée comme différente d'un simple contrat car la coordination de l'organisation est assurée en commun par les différentes parties.

Plus précisément, les joint-ventures ont lieu lorsque deux firmes amènent des actifs au sein d'une entité juridique indépendante et qui sont rémunérées pour leur contribution à partir des profits faits par ladite entité ou lorsqu'une firme acquiert un intérêt (propriété partielle) dans une autre firme.

Nous distinguons deux principaux types de joint-ventures. Les joint-ventures d'échelle (*scale joint ventures*) sont créés lorsque deux ou plusieurs firmes entrent ensemble dans un stade contigu de production, dans la distribution ou dans un nouveau marché.

La principale caractéristique de ces joint-ventures est qu'ils résultent d'orientations similaires pour tous les partenaires : intégration verticale amont ou aval, expansion horizontale ou diversification.

Les joint-ventures de liaison (*link joint ventures*), quant à eux, sont caractérisés par le fait que la position des partenaires n'est pas symétrique. Le joint-venture peut, par exemple, constituer un investissement vertical pour l'un des partenaires et une diversification pour l'autre. Ces joint-ventures sont aussi appelés joint-ventures de complémentarité. Ils associent généralement des entreprises non concurrentes exerçant leurs activités dans des secteurs différents.

Par ailleurs, ces deux types de joint-venture ont des caractéristiques communes :

- La relation entre les partenaires et le joint-venture est une relation de participation ou hiérarchique. Le joint-venture représente ainsi un type particulier d'internalisation.
- Le contrôle hiérarchique sur le joint-venture est partagé avec d'autres firmes.

La structure créée dans le cadre d'un joint-venture ne couvre pas nécessairement l'ensemble du contenu de la coopération (le reste étant géré par des relations contractuelles). Les joint-ventures ne constituent en effet bien souvent pas l'intégralité de la coopération, et ne couvrent en fait qu'une partie de celle-ci.

3.1.3. Les prises de participation : un autre type de relation interentreprises

Une autre alternative à l'établissement d'une compagnie à propriété commune est que l'un des acteurs prenne un intérêt direct dans le capital de l'autre. Ceci est souvent réalisé lorsqu'il existe un écart considérable entre les tailles des deux acteurs et qu'il est impossible pour le petit acteur de ramener assez de capitaux pour entrer dans un joint-venture avec le plus grand acteur. Dès lors, les prises de participation (ou acquisitions partielles) peuvent faciliter la circulation des informations de la firme acquise à la firme acquéreuse.

La logique de ces opérations peut être rattachée à celle de la récupération de la rente via la prise de bénéfices (J. Percebois, 1997).

Une prise de participation dans le capital d'un distributeur permet ainsi au producteur d'éviter les impasses des négociations des contrats.

3.2. Les relations interentreprises dans les théories de la firme

L'analyse des accords de coopération interentreprises permet de soulever des questions intéressantes d'ordre conceptuel relatives à la théorie de l'économie industrielle, à la théorie de la firme et aux approches traditionnelles de la stratégie d'entreprise.

Les alliances sont considérées comme un outil de management créatif et risqué, comparées au mécanisme du marché et à celui de l'intégration des firmes. Toutefois, ce type d'organisation ne trouve pas d'explication globale dans la science économique dominante qui se focalise tout naturellement autour de la régulation du système concurrentiel de marché⁴⁸.

Cependant, une analyse de ces structures a été faite par un certain nombre de théories notamment celles correspondant au courant néo-institutionnaliste, comme les approches contractuelles, la théorie des compétences et le courant évolutionniste.

⁴⁸ cf. Bellon B., Niosi J., 2002

Un nombre de théories ont été développées pour expliciter les raisons pour lesquelles des acteurs indépendants ont besoin de coopérer dans la production et dans la recherche.

A ce titre, certaines analyses ont insisté sur le rôle des asymétries d'information entre acteurs (Arrow, 1963 ; Holmstrom, 1979 ; Akerlof, 1970) et sur celui de la limitation de leur rationalité (Simon, 1947, 1976). D'autres se sont penchées sur la nature et des propriétés précises des dispositifs de ces coopérations. Parmi ces développements, nous pouvons citer en particulier la théorie de l'agence qui s'est intéressée à l'analyse des dispositifs d'incitation (Ross, 1973 ; Holmstrom, 1979 ; Grossman & Hart, 1983 ; Pratt & Zeckhauser, 1985) et la théorie des coûts de transaction qui s'est plus particulièrement penchée sur les mécanismes de direction, de supervision et de garantie (Williamson, 1975, 1985).

D'après J-L. Mucchielli (1991), une partie des démarches théoriques contemporaines tente d'intégrer les nouvelles coopérations internationales dans leur grille d'analyse, mais peu réussissent à être convaincantes.

Dans notre revue de la littérature théorique, nous nous sommes penchés sur les principales théories qui traitent des modes coopératifs. Ces théories incluent la théorie des contrats, la théorie des coûts de transaction, la théorie des compétences et la théorie évolutionniste.

Nous présentons à présent les différentes approches des relations interentreprises dans les théories de la firme.

3.2.1. Les relations interentreprises dans la théorie des contrats

Une partie importante des développements de l'analyse économique a été consacrée à l'étude des contrats pendant les deux dernières décennies. Les contrats sont des engagements qui instituent des obligations mutuelles permettant d'assurer la coordination entre les parties (Brousseau, 1996).

Les alliances sont souvent structurées autour de contrats précis et à durée limitée. Cependant, même si les contrats sont très explicites, les alliances subissent fréquemment des changements, le plus souvent inattendus. Les contrats caractérisés de « meilleurs » sont ceux qui incluent les procédures permettant de faire face aux obstacles qui peuvent gêner le bon déroulement de la coopération.

Les théories des contrats se sont essentiellement développées sur un modèle hypothético-déductif et ce, jusqu'au milieu des années 80. Une littérature empirique conséquente sur les contrats n'a commencé à se développer qu'à partir des années 90. Cette littérature avait surtout porté sur l'analyse des dispositifs de coordination interentreprises.

Plusieurs travaux dans ce courant ont été effectués. En fait, trois catégories de travaux sont à distinguer (Brousseau, 1996) :

- Les travaux qui ont pour principal objectif de tester les conjectures issues de la théorie afin de vérifier leur pertinence.
- Les travaux qui acceptent les principaux résultats des développements hypothético-déductifs sur lesquels s'appuie une interprétation du réel.
La théorie est ainsi mobilisée afin de justifier l'existence de certains contrats ou le développement de la « croissance contractuelle ».
- Les travaux dédiés à déceler la spécificité de la coordination interentreprises, souvent en se basant sur les critiques des théories des contrats.

La littérature empirique sur les contrats traite généralement les organisations intermédiaires à travers le cas de joint-ventures.

Une grande partie de ces travaux mettent l'accent sur les difficultés rencontrées par les parties dans la gestion de ces organisations intermédiaires. Dans la littérature, ces organisations apparaissent comme peu efficaces, notamment en ce qui concerne la prise de décision. Cependant, ces organisations constituent une forme de coordination inévitable dans certains contextes.

Selon ces travaux, les principaux inconvénients dus à la création d'une structure commune de décision résident dans la prise de décision (cf. Naulleau, 1993 ; Killing, 1982). Ce type de structure s'avère souvent peu efficaces et coûteuses.

De plus, un joint-venture présente souvent des difficultés dans la poursuite des objectifs dans la mesure où ceux-ci ne sont pas nécessairement cohérents (objectifs différents des parties) et que les moyens mis en œuvre sont en partie contrôlés par les organisations des parties.

Par ailleurs, les structures de décision mises en place dans le cadre des joint-ventures sont souvent lourdes du fait des mécanismes formels mis en œuvre pour préserver les intérêts des parties.

Cependant, ces organisations communes existent et continuent à exister. Heide & John (1990) donnent une explication de l'existence de ces organisations malgré leurs inconvénients.

Selon ces auteurs, les structures communes s'avèrent nécessaires lorsque le degré de spécificité des actifs et l'incertitude à l'origine des comportements opportunistes (cf. Hennart, 1988). Dans ces cas, elles permettent à chacune des parties de se protéger contre l'opportunisme de l'autre.

Lorange & Roos (1992) signalent que l'existence de la structure commune permet le contrôle étroit du partenaire de manière discrète, ce qui permet de ne pas nuire au climat coopératif sensé régner dans ce type de structure.

Ainsi, les structures communes apparaissent essentiellement comme des dispositifs de coordination qui se substituent aux mécanismes de coordination de nature contractuelle ou relationnelle lorsque ceux-ci présentent des défaillances.

Certains travaux empiriques récents ne se réfèrent pas toujours aux théories des contrats, notamment la théorie de l'agence et celle des coûts de transaction (voir le paragraphe ci-dessous), car la plupart d'entre eux sont descriptifs. Toutefois, ces travaux constituent un contrepoint intéressant à ces théories qui représentent l'approche dominante dans l'étude de la coordination et des dispositifs mis en œuvre pour l'assurer (Brousseau, 1996).

Cependant, la littérature appliquée montre que l'approche en termes de contrats est insuffisante pour comprendre la coordination entre firmes, en particulier pour ce qui concerne l'analyse des nouvelles formes de coordination interentreprises reposant sur la notion de relation et d'interpénétration des organisations.

3.2.2. Les relations interentreprises dans la théorie des coûts de transaction

La formulation la plus générale des modes d'organisation intermédiaire est due à K. Imai et H. Itami (1984). Ils ont eu recours au croisement de deux variables qui décrivent le marché et l'organisation :

- Le mode d'appartenance : il est libre pour le marché (Ma) et rigide et de long terme pour l'organisation (Oa);
- Le critère décisionnel : il consiste en la maximisation de l'intérêt individuel sur le marché (Md) et de l'intérêt collectif dans l'organisation hiérarchique (Od).

La combinaison de ces deux variables aux deux états fait apparaître des modes d'organisation intermédiaires comme le montre le tableau suivant :

Tableau 3-1 : Grille d'analyse des modes d'organisation selon K. Imai et H. Itami (1984)⁴⁹

	Ma	(M/O)a	Oa
Md	Marché pur	Forme intermédiaire impure	Impossible
(M/O)d	Forme intermédiaire impure	Forme intermédiaire pure	Forme intermédiaire impure
Od	Impossible	Forme intermédiaire impure	Organisation hiérarchique pure

La critique faite à cette grille d'analyse est que les deux variables descriptives sont très générales, ce qui fait que le tableau ci-dessus donne peu de renseignements sur les modalités précises de métissage entre l'organisation hiérarchique et le marché (J-L. Rullière et A. Torre, 1995).

Pour pallier ce problème, O.E. Williamson (1985) a établi le même type de classification, en empruntant à la théorie des coûts de transaction ses trois variables déterminantes : la fréquence de la transaction, le degré de spécificité des actifs et la nature du contrat.

Selon cet auteur, la distinction entre les modes de coopération et les deux autres modes d'organisation (marché et hiérarchie) tient au fait que les premiers s'inscrivent dans la théorie néo-classique du droit des contrats : le contrat de coopération doit révéler l'interdépendance économique et la responsabilité des parties et a la propriété d'être incomplet (dû à l'imprévisibilité de certains événements futurs).

Le tableau ci-dessous résume les combinaisons obtenues en utilisant les variables empruntés à la théorie des coûts de transaction :

Tableau 3-2 : Grille d'analyse des modes d'organisation selon O.E. Williamson (1985)⁵⁰

	Investissement générique	Investissement semi-spécifique	Investissement spécifique
Transaction occasionnelle	Marché (contrat classique)	"Governance Structure"	
Transaction récurrente		Intermédiaire (contrat néo-classique)	Hiérarchie (contrat relationnel)

Selon Williamson (1985), la récurrence des transactions et le caractère spécifique des actifs sont des critères faiblement discriminants pour caractériser les formes intermédiaires. Par ailleurs, avec une croissance de l'incertitude qui est à l'origine du comportement opportuniste, les formes intermédiaires tendent à devenir hiérarchiques.

⁴⁹ Source : Rullière J-L., Torre A., Les formes de la coopération interentreprises, *Revue d'Economie Industrielle*, Economie industrielle : Développements récents, Hors série, 1995.

⁵⁰ Source : Rullière J-L., Torre A., Les formes de la coopération interentreprises, *Revue d'Economie Industrielle*, Economie industrielle : Développements récents, Hors série, 1995.

Par ailleurs, le degré de spécificité des actifs apparaît comme la variable la plus discriminante pour l'identification des différentes formes d'organisation.

A partir de cette considération, O.E. Williamson (1991) a établi un modèle fondé sur la sensibilité des coûts de transaction au degré de spécificité des actifs et ce, suivant les trois régimes de coordination (i.e. marché, coopération et organisation).

Ce qui ressort des modèles de K. Imai et H. Itami et plus encore de celui de O.E. Williamson est que la coopération interentreprises est considérée plus comme une forme hybride qu'intermédiaire (Rullière & Torre, 1995). En effet, la coopération permet de bénéficier de la propriété d'efficacité du marché dans l'allocation des ressources et de la spécificité des actifs (propre à l'organisation hiérarchique). Toutefois, l'utilisation simultanée des propriétés du marché et de celles de la hiérarchie est faite selon un degré plus ou moins élevé d'intégration. En effet, à la suite des travaux de G.B. Richardson (1972), de W.B. Brown (1984), de J.L. Ravix (1990) et de V. Garette (1992), la coopération interentreprises (repérée comme forme hybride) relève surtout de la coopération verticale, tout en gardant le coût de transaction comme la principale variable qui distingue la firme du marché.

De plus, la coopération a toujours posé un problème pour l'analyse des frontières de la firme et donc de la division du travail de coordination industrielle entre les organisations et ce, depuis R. Coase (1937) qui a énoncé le "paradoxe" des accords interentreprises dans un contexte où les coûts d'utilisation du marché devraient conduire à l'internalisation des transactions, jusqu'à O.E. Williamson (1975) qui a formulé son opinion sur le caractère instable des formes hybrides par rapport à la dichotomie hiérarchie-marché,

L'intégration des formes d'organisation intermédiaires dans l'analyse williamsonienne se traduit par un arbitrage plus fin entre trois formes d'organisation discrète (hiérarchie, marché et coopération) (Williamson, 1991; Ménard, 1997).

De ce fait, la théorie des coûts de transaction est à présent considérée comme, en plus d'une théorie de l'intégration verticale, une théorie des relations contractuelles interentreprises.

En effet, nombreux sont les théoriciens des coûts de transaction qui reconnaissent que la coopération interentreprises doit être considérée comme un phénomène en soit, différent des marchés et des hiérarchies (Teece, 1987 ; Dyer, 1997).

Cependant, ces formes apparaissent comme des structures de gouvernance mal définies dans la théorie des coûts de transaction. En effet, elles sont juste appréhendées comme des modes d'organisation plus flexibles que le marché et plus incitatifs que la hiérarchie. Elles sont donc particulièrement adaptées dans le cas de transactions empreintes d'incertitude nécessitant des capacités moyennes d'adaptation ex post face aux événements imprévus. Elles sont également adaptées pour les transactions nécessitant des niveaux moyens d'investissements spécifiques.

Par ailleurs, l'analyse des relations interentreprises telle qu'elle est suggérée par O.E. Williamson met surtout l'accent sur les problèmes de coordination des engagements et néglige les problèmes de coordination de la production (R. Langlois, 1994).

De plus, cette approche ne prend pas en compte les déterminants de la dynamique de la coopération due à ses conditions d'existence et d'évolution dans le temps. En effet, le calcul en termes de coûts de transaction repose sur la statique comparative, négligeant ainsi, dans sa représentation de la coopération comme forme hybride, l'existence de coûts d'organisation de la coopération.

Selon Bellon & Niosi (2002), dans la théorie des coûts de transaction, les différents types d'alliances, y compris celles qui ont un caractère stratégique (i.e. les alliances stratégiques), sont perçus comme des situations instables et transitoires, se situant entre le marché et la hiérarchie.

En fait, la théorie des coûts de transaction insiste sur l'opportunisme des agents qu'elle considère comme étant la source d'instabilité la plus probable des relations interentreprises. L'opportunisme influence les alliances stratégiques de manière croissante au fur et à mesure que les actifs sont plus spécifiques, que l'information est moins parfaite et que le nombre de partenaires est grand (Conner, 1991). Lorsque la spécificité des actifs est élevée, les risques d'opportunisme sont plus importants, ce qui engendre une augmentation des coûts de transaction.

De plus, l'opportunisme et la myopie se combinent dans les alliances stratégiques afin d'expliquer l'importance des contrats, ainsi que l'échec de l'alliance.

Cette théorie attribue une fonction résiduelle à la coopération et se limite à la dimension transactionnelle des alliances stratégique qui ne découlent pas des mêmes choix institutionnels que ceux des marchés et des hiérarchies.

Certaines propositions de base des analyses des alliances par la théorie des coûts de transaction ont été infirmées par des évidences empiriques :

- Les alliances ne sont pas un phénomène de court terme et résiduel évoluant entre le marché et la hiérarchie et devant nécessairement aboutir à l'un ou à l'autre : la plupart des alliances ne conduisent ni à des fusions-absorptions (hiérarchies), ni à des cessations de relation recréant de nouvelles situations de concurrence (marchés).
- Les dynamiques des alliances correspondent plus à l'apprentissage qu'à l'acquisition d'un savoir déjà existant sur le marché. En effet, le savoir auquel visent les alliances stratégiques est principalement nouveau et tacite. Pour acquérir de nouveaux savoirs, les firmes n'ont généralement pas de choix organisationnel autre que les alliances.
- Les alliances ne se limitent pas qu'aux contrats, ni à la seule application de ceux-ci. Elles sont un phénomène évolutif en changement constant.

De plus, les alliances permettent d'élargir les frontières du savoir établi de l'entreprise⁵¹. De plus, il apparaît que les alliances stratégiques ne sont pas transitoires et ce, malgré une très grande instabilité. En effet, souvent les alliances stratégiques sont fréquemment renouvelées et finissent par devenir des organisations à long terme ou des suites d'organisations spécifiques reliant les mêmes partenaires.

Selon Brousseau (2000), l'approche en termes de coûts de transaction appliquée au cas de la coopération permet d'établir un lien entre les caractéristiques des problèmes, les dispositifs de gouvernance et les résultats de la coordination. Ces derniers peuvent être comparés d'un dispositif à l'autre car ils sont associés à un objectif commun qui est la minimisation des coûts de coordination.

La coopération étant une transaction qui possède des caractéristiques particulières, en considérant les hypothèses de base de l'analyse transactionnelle (fréquence, incertitude, spécificité), elle se distingue par une forte incertitude.

Donc, l'analyse de relation de coopération sur la base des trois critères proposés par Williamson (1985) nous amène à mettre l'accent sur l'incertitude.

⁵¹ Cet aspect est pris en considération par les autres approches analysées ci-dessous.

Les transactions fréquentes entre les deux parties induites par une coopération ne peuvent pas être considérées comme une suite de transactions récurrentes car elles ne constituent pas une suite d'échanges indépendants (Brousseau, 2000). L'auteur conclut que « la fréquence n'est donc pas un argument qui peut être invoqué pour justifier le choix particulier d'un mode de gouvernance qui économiserait sur les coûts de "recherche" et de "négociation" dans la lignée de l'argumentation de Coase [1937] ».

De même, un degré fort de spécificité ne semble pas pertinent pour expliquer la nature de la relation de coopération.

La revue de la littérature sur la théorie des coûts de transaction nous a conduit au constat que certains aspects des modes d'organisation intermédiaires ne sont pas suffisamment analysés⁵². Pour cela, nous avons regardé d'autres approches, notamment celles qui mettent l'accent sur les compétences et à l'apprentissage que les firmes acquièrent à travers les relations interentreprises.

Ces théories font l'objet des deux prochains paragraphes.

3.2.3. Les relations interentreprises dans la théorie des compétences

La mise en place d'une alliance stratégique implique de nouveaux comportements stratégiques, en particulier, l'adoption de nouveaux systèmes de routine, d'apprentissage et de gestion (Bellon & Niosi, 2002). La notion de routine, selon R. Nelson et S. Winter (1982), correspond à un modèle d'activité répétitif qui permet de gérer la complexité et l'incertitude économique.

La théorie des compétences a été construite à partir de différentes approches industrielles, comme les théories fondées sur les ressources (Wernerfelt, 1984), les théories des capacités dynamiques (Teece et al., 1990) ou les théories fondées sur le savoir (Demsetz, 1988).

Selon cette théorie, l'entreprise est définie par l'ensemble des compétences (savoirs, savoir-faire et expériences) accumulées de manière routinière au cours de son activité, grâce à des mécanismes d'apprentissage et d'activités quasi-routinières d'innovation.

Comme une grande partie des compétences d'une firme est tacites et que celles-ci croissent d'une manière incrémentale, la firme se voit contrainte de s'inscrire dans une trajectoire technologique spécifique, et donc à se spécialiser sur un ensemble de compétences semblables dont l'évolution est cumulative et localisée (Bellon & Niosi, 2002).

Les entreprises se concurrencent à partir de leurs actifs les plus stratégiques (Barney, 1991 ; Hamel et Prahalad, 1994), y compris les processus (Teece et al., 1997). Ces actifs et processus comprennent les produits et les processus technologiques, les organisations, les savoir-faire, la culture d'entreprise et, plus généralement, les compétences propres.

Pour ce qui du choix du mode d'organisation des activités de l'entreprise, la théorie des compétences préconise que lorsqu'une opération donnée nécessite la mobilisation d'un seul ensemble de compétences semblables, la firme est incitée à réaliser l'ensemble du processus et donc à opter pour une intégration verticale.

⁵² Les faiblesses de la théorie des coûts de transaction ont été soulignées dans Mucchielli (1991).

Dans le cas où cette opération nécessiterait la combinaison de compétences dissemblables, la firme est plutôt incitée à s'engager dans une division du travail, en focalisant son effort sur les étapes du processus qui utilisent les compétences qu'elle maîtrise, et en s'associant avec d'autres firmes qui détiennent des compétences complémentaires aux siens.

Par ailleurs, dans le cas où la coordination des différentes étapes d'un processus (production, recherche, service, etc.) serait relativement aisée, les firmes optent pour des relations de marché ; mais lorsque l'incertitude sur les besoins futurs de coordination est forte, lorsqu'un changement à une étape suppose une adaptation de l'ensemble des autres étapes et surtout, lorsque la complexité du processus croît, la coordination en interne devient moins évidente, les firmes optent donc pour des relations de coopération.

L'un des facteurs essentiels qui affectent le fonctionnement et les résultats de ces relations est la capacité de chacun des partenaires de s'approprier les compétences apportées par les autres partenaires. Souvent, le partenaire qui apporte des connaissances tacites a un avantage par rapport à celui qui apporte une technologie spécifique (Chesnais, 1988).

L'analyse des relations interentreprises en termes de compétences a été initiée par G. Richardson (1972) et prolongée ensuite par les travaux de D. Teece, R. Rumelt, G. Dosi et S. Winter (1994).

Dans son article fondateur de 1972, G. Richardson poursuit deux objectifs. Le premier est de montrer que la dichotomie hiérarchie/marché ne permet pas de saisir la complexité des relations interentreprises. Le second objectif qui complète le premier, concerne le problème de la division du travail entre les firmes et le marché. A ce titre, l'auteur distingue les activités "similaires" et les activités "complémentaires". Les premières correspondent aux activités qui demandent des compétences déjà acquises par les firmes. Ces dernières auront donc tendance à se spécialiser dans les activités pour lesquelles leurs compétences particulières leur procurent des avantages comparatifs. Les activités complémentaires, quant à elles, représentent différentes phases d'un processus de production, et nécessitent donc une coordination.

G.B. Richardson, dans ses travaux, ne retient qu'une seule forme limite (ou résiduelle), le marché. Il avance l'hypothèse que les activités à la fois similaires et complémentaires doivent être coordonnées par la hiérarchie et donc faire l'objet d'une intégration au sein de la firme. Par contre, les activités qui présentent un caractère de complémentarité mais qui ne sont pas similaires ne peuvent être coordonnées au sein de la firme : leur exécution correcte nécessite le recours aux relations de coopération ou encore au marché. L'auteur montre que la multitude des coopérations possibles entre les firmes est telle que la coordination par le marché prend un aspect résiduel.

En d'autres termes, cet auteur dégage trois mécanismes de coordination de l'activité économique : la direction (organisation), le marché (mécanisme des prix) et la coopération.

D'un point de vue théorique, dans le cas où aucune compétence spéciale ne serait exigée, il est possible de coordonner par l'organisation. Or, ceci n'est pas toujours le cas car la coordination par l'organisation est limitée par le fait que les activités complémentaires ne sont pas nécessairement similaires. Pour celles qui sont complémentaires mais non similaires, l'entreprise est confrontée au dilemme "faire ou faire faire". Pour les activités ne nécessitant pas une coordination ex ante, le recours au marché s'impose, dans la mesure où ce dernier assure la coordination entre organisations, grâce à la présence d'un nombre important d'acteurs. En revanche, pour des activités complémentaires et similaires, une coordination ex ante est nécessaire entre les organisations.

Cette analyse remet en cause la dichotomie hiérarchie/marché et considère la coopération interentreprises comme un objet d'étude pertinent dans la triple distinction hiérarchie-coopération-marché. De plus, elle introduit un nouveau mécanisme de coordination des activités.

Elle soulève donc le problème de la coordination des échanges entre firmes dès lors que l'échange porte sur des transactions qui ne sont pas de pures transactions de marché.

Cependant, cette analyse semble insuffisante car les moyens de la coordination n'y sont pas spécifiés. En effet, l'auteur se contente de remarquer que les moyens mis en œuvre pour cette forme de coordination sont des relations de coopération et d'affiliation complexes.

3.2.4. Les relations interentreprises dans la théorie évolutionniste

Selon Bellon & Niosi (2002), les analyses empiriques de la théorie des compétences ne précisent pas lesquelles des nombreuses ressources dont dispose une firme sont effectivement responsables de son succès. De plus, les arguments de cette théorie sont souvent statiques car ils se contentent d'expliquer la performance en référant à l'existence d'actifs stratégiques, sans prendre en compte les données temporelles.

Afin de mieux comprendre comment de nouveaux actifs stratégiques sont créés au sein d'une firme et l'existence de ressources performantes, il s'avère nécessaire d'intégrer à la théorie des compétences une théorie des routines, ce qui fait objet principal de la théorie évolutionniste.

En effet, la théorie évolutionniste apporte une contribution considérable à la compréhension des alliances en mettant l'accent sur le rôle prépondérant des routines et des apprentissages.

Les alliances concernent des projets spécifiques qui sont communs à des partenaires indépendants, elles impliquent donc des processus d'apprentissage et la création de nouvelles routines propres aux projets, distinctes de celles de chacun des partenaires.

Selon la théorie évolutionniste, une combinaison de processus d'apprentissage est observée dans l'évolution de la coopération. Ces processus entraînent un accroissement des connaissances de chaque partenaire dans des domaines liés au projet commun.

Cette théorie ne met pas l'accent sur l'opportunisme (comme c'est le cas dans la théorie des coûts de transaction) car il n'est pas le principal moteur comportemental des agents. Cette théorie met plutôt l'accent sur les capacités des firmes à s'adapter à des situations et des environnements changeants.

Selon cette théorie, les firmes sont distinguées les unes des autres non pas seulement par leurs ressources, mais également par leurs routines, leurs stratégies et leurs compétences.

Ce qui importe dans cette théorie, ce ne sont pas les contrats de coopération signés mais les conditions d'évolution même de la coopération. Le rôle des contrats consiste à seulement limiter l'incertitude, les risques et la myopie naturelle des agents économiques. Ils ne permettent pas de réduire l'opportunisme de ces agents. Quant à la coopération, sa principale fonction est de produire de nouvelles compétences et de nouvelles routines (Bellon & Niosi, 2002).

Selon cette théorie, la survie des alliances dépend de la vérification sur le terrain de la complémentarité des actifs.

Pour une firme, le résultat de l'alliance est matérialisé par les éléments suivants :

- Un savoir-faire technologique et organisationnel
- Une nouvelle expertise dans son propre domaine et une partie de l'expertise dans le domaine de son partenaire
- Eventuellement, des appropriations réciproques
- Parfois de nouvelles parts de marché ou de nouveaux marchés

De plus, les alliances conduisent à des changements dans les routines existantes.

Contrairement à la théorie des coûts de transaction qui considère les alliances comme des contrats temporaires, la théorie évolutionniste les considère comme le moyen de créer des liens évolutifs entre firmes indépendantes et d'enrichir leur répertoire de routines et de capacités.

Pour la théorie évolutionniste, la pratique d'alliances stratégiques est un processus d'apprentissage multiple qui dépend de plusieurs paramètres qui sont eux même des processus d'apprentissage (l'environnement, les tâches, les compétences acquises, les buts et les attentes individuelles, etc.).

De plus, la coordination de ces processus d'apprentissage au sein des alliances stratégiques est elle-même un processus d'apprentissage (Ingham et Mothe, 2000). En effet, apprendre à coopérer représente pour les firmes un nouveau stock de savoir organisationnel.

Les critiques de la théorie évolutionniste soulignent que l'hypothèse de la rationalité limitée adoptée par cette théorie n'enlève pas aux firmes leur capacité de prévision ou d'accumulation d'information. Toutefois, le coût de l'information est élevé, ce qui rend l'adoption de toute stratégie coûteuse en termes d'investissement dans la création de savoir et l'accumulation des données. De plus, la théorie évolutionniste n'arrive pas à expliquer pourquoi de nouvelles ressources sont créées à travers des alliances stratégiques, ce qui n'est pas le cas de la théorie des compétences qui traite de manière convaincante ce point à travers la recherche d'avantages compétitifs durables.

3.2.5. Les relations interentreprises les frontières et les frontières de la firme

Selon Dos, Teece et Winter (1991), la délimitation des activités de la firme est rendue imprécise du fait de l'existence d'accords interentreprises, de joint-ventures et de consortiaux, même si ces moyens révèlent un degré réel de cohérence avec les autres activités dans lesquelles les firmes associées sont engagées, ce qui rend parfois les frontières de l'entreprise floues.

Les alliances stratégiques provoquent une profonde modification des frontières de l'entreprise et des comportements qui en découlent.

En effet, dans le cas des alliances stratégiques, les frontières de l'entreprise sont moins clairement définies, comparé à qu'elles peuvent être dans le cas d'une internalisation complète ou recours au marché (Bellon, Niosi, 2002).

De plus, les alliances stratégiques sont considérées comme la cause principale de l'imprécision des frontières de la firme, puisqu'elles concernent les actifs concurrentiels clés, c'est-à-dire les plus spécifiques.

Selon la théorie des compétences, les limites de l'entreprise se déterminent souvent par ses propres capacités à développer une stratégie compétitive, c'est-à-dire à accroître ses compétences clés (core competencies) par elle-même et/ou à travers des coopérations avec d'autres entreprises qui possèdent des ressources complémentaires.

Dans son analyse classique des imperfections du marché, Dunning met l'accent sur le fait qu'une entreprise doit avoir « une taille suffisante » pour qu'elle soit en mesure de tirer profit des avantages qui peuvent découler des imperfections du marché. Cela contraint les entreprises à opter pour la diversification des produits ou l'intégration (verticale ou horizontale) pour augmenter leurs possibilités de profiter d'autres pratiques d'internalisation. La taille des partenaires est un facteur important du point de vue de l'économie des coûts de transaction à travers les accords interentreprises dans lesquelles l'enjeu principal reste la répartition de la valeur ajoutée.

Dans une alliance stratégique, un partenaire peut capter une part disproportionnée de la valeur ajoutée réalisée. Ceci est dû en partie au fait que l'autre partenaire ait fait des investissements spécialisés et spécifiques, ce qui le met dans une situation où la coopération du partenaire ne peut être obtenue que dans les conditions d'inégalité du partage de la valeur ajoutée.

Cependant, la taille est loin d'être le seul facteur qui affecte le partage de la valeur ajoutée entre les partenaires dans une alliance. D'autres facteurs permettent aux partenaires de réaliser des bénéfices dans le long terme grâce à l'alliance (Chesnais, 1988).

3.3. Les raisons du choix des modes d'organisation intermédiaires

Les nouvelles formes de coopération apportent aux firmes des réponses à certaines difficultés qui caractérisent l'économie mondiale actuelle.

En effet, celle-ci étant caractérisée par une incertitude financière et économique et des turbulences, ainsi que des changements technologiques rapides et profonds, ces nouveaux modes d'organisation offrent aux entreprises un moyen de s'assurer un degré élevé de flexibilité pour leurs activités dans un large éventail de situations (Chesnais, 1988).

La coopération interentreprises est sujette à des transformations permanentes, ce qui explique le fait que la majeure partie des analyses des alliances soit concentrée sur la décision d'opter ou non pour une coopération; c'est-à-dire sur la première phase de l'alliance.

Cette phase concerne l'identification des raisons de l'existence des contrats. Il s'agit de raisons bien identifiées et admises, comme l'amélioration de la productivité du fait de l'utilisation commune d'actifs technologiques et organisationnels complémentaires, la nécessité de mettre sur un marché globalisé de nouveaux produits le plus rapidement possible, la modification permanente des produits en fonction de la demande (customization) (Dodgson, 1993).

Par ailleurs, la coopération interentreprises est apparue pour beaucoup de chercheurs et industriels comme un mode d'organisation qui présente des avantages par rapport aux deux autres modes d'organisation industrielle, à savoir le marché et la hiérarchie.

En effet, ce type d'organisation des activités offre des possibilités différentes de celles offertes par l'internalisation au moyen de l'intégration verticale ou horizontale (Chesnais, 1988).

Les principaux avantages dont bénéficie la coopération interentreprises et qui sont souvent rencontrés dans la littérature sont les suivants (Ravix, 1996) :

- Un partage du risque au moyen de la réduction des coûts joints des partenaires.
- Une stabilité relationnelle suffisante permettant l'établissement d'un apprentissage relationnel.
- Un maintien de la concurrence potentielle grâce à la préservation de l'incitation par le marché.

- Une meilleure compétitivité par la diminution des coûts et par une facilité de trouver des débouchés.
- Une grande possibilité d'évolution organisationnelle du fait de la souplesse de la structure

Ces avantages nous donnent une idée des raisons du choix de la coopération interentreprises par les entreprises. En effet, celles-ci choisissent ce mode d'organisation de ces activités en fonction des avantages qu'il présente par rapport aux autres modes d'organisation.

Plusieurs raisons de l'existence des coopérations interentreprises sont avancées dans la littérature. La plupart de ces raisons constituent des conditions nécessaires mais non suffisantes à l'existence des joint-ventures. Elles expliquent souvent pourquoi les firmes ont recours à ces modes d'organisation plutôt qu'à l'intégration stricte et des contrats à long terme (Badaracco 1991, Semlinger 1991).

Ces raisons peuvent être associées à l'efficacité de la firme ou à ses préoccupations d'ordre stratégique. Ci-dessous quelques-unes des principales raisons :

- Réduire les coûts et donc profiter des économies d'échelle
- Réduire le risque lié aux activités
- Surmonter les barrières à l'entrée dans les nouveaux marchés en facilitant les négociations avec les autorités locales et donc accélérer l'accès au marché
- Rassembler les connaissances complémentaires et orienter le transfert des connaissances.
- et donc minimiser les réactions xénophobes à l'entrée des marchés étrangers
- Augmenter la flexibilité organisationnelle

Certains travaux mettent l'accent sur des raisons particulières qui semblent (pour l'auteur ou les auteurs) les plus importantes. Par exemple, d'après Hamel et Prahalad (1994), le premier facteur qui explique le recours aux alliances est la recherche de ressources stratégiques complémentaires.

Walsh (1991) souligne que l'importance croissante des stratégies de coopération peut être justifiée par les possibilités offertes par les changements technologiques⁵³.

Selon Powell (1987), les firmes optent pour des accords de coopération dans le but d'avoir un accès rapide à de nouvelles technologies ou de nouveaux marchés, pour bénéficier des économies d'échelle dans la recherche jointe et/ou la production, pour capter des ressources de savoir-faire qui se trouvent en dehors des frontières de la firme, pour partager le risque sur les activités qui est important pour une seule firme, et pour avoir des compétences complémentaires

D'autres travaux (citer les sources) montrent qu'il n'existe pas un facteur unique qui expliquerait le fait que les formes d'organisation intermédiaires soient devenues un dispositif très important et très répandu. Dans beaucoup de cas particulier, l'explication est fortement idiosyncrasique.

Une plus large interprétation concerne les effets du changement structurel rapide que connaît l'économie mondiale actuelle qui pour conséquence un mouvement d'un ancien ensemble d'industries vers un nouvel ensemble d'industries.

⁵³ Dans le cas des groupes pétroliers, leur intégration verticale (partielle) dans la production d'électricité à partir du gaz naturel a été facilitée par le développement des techniques de cogénération et des centrales à cycle combiné au gaz naturel.

Les formes d'organisation intermédiaires représentent en apparence un meilleur ajustement avec les nouveaux marchés et besoins technologiques (source : ?).

Les facteurs qui sont à l'origine de la prolifération des organisations hybrides sont (source ?) :

- Une meilleure adaptabilité aux marchés changeants
- Les limites de l'organisation à grande échelle et l'incitation associée aux plus petites firmes
- Le fait de la dispersion des sources de savoir-faire le besoin d'accès rapide à la connaissance
- Le rôle important que jouent la réputation et la réciprocité

La théorie des coûts de transaction apporte des éléments pour comprendre les raisons les plus immédiates des alliances, les déterminants de la signature des contrats d'alliance et des échecs des alliances. Quant à la théorie évolutionniste, elle apporte le cadre analytique structurel et les éléments d'une approche dynamique. Tout comme la théorie des compétences, elle permet de comprendre les fondements sous-jacents aux alliances, les modes d'apprentissages, la nature réelle des résultats et leur survivance dans un contexte de concurrence ouverte.

Par ailleurs, la principale raison d'existence d'une alliance dans la théorie des compétences est le fait d'accroître les ressources de l'entreprise à travers une nouvelle combinaison de capacités nouvelles et/ou existantes. A l'instar de la théorie évolutionniste, la théorie des compétences considère l'acquisition de savoirs complémentaires comme l'objectif principal des alliances, ce qui détermine le critère central des frontières de la firme.

Les alliances stratégiques, selon cette théorie, sont le résultat d'objectifs fondamentaux, dont notamment celui de la création de ressources nouvelles par articulation de ressources complémentaires intangibles existantes. D'autres objectifs apparaissent et sont également importants, comme la quête de standards, de nouveaux marchés, de sécurisation des fournisseurs et autres motifs non reliés aux ressources (Bellon & Niosi, 2002).

Parmi les différentes raisons analysées dans la littérature, nous nous sommes intéressés à celles qui semblent les plus plausibles pour notre cas empirique (la validation empirique de ces raisons fera l'objet du chapitre suivant). Ces raisons sont les suivantes :

3.3.1. La recherche de nouveaux marchés et de nouveau clients

Au niveau international, les relations interentreprises peuvent permettre un accès à des marchés extérieurs fermés (D.C. Mowery, 1989). Généralement, ceci est fait en échange de savoir-faire technologiques qui permettent de surmonter les obstacles liés à l'existence de barrières non-tarifaires (P. Barbet et L. Benzoni, 1993).

3.3.2. La réduction du risque lié à une nouvelle activité

Le risque correspond à une situation dans laquelle les événements futurs qui vont survenir ne sont pas connus, mais les caractéristiques de tous ceux qui peuvent arriver eux sont connus. L'incertitude radicale au sens de Knight (1921) et Shackle (1955), quant à elle, correspond à la situation dans laquelle même la structure des problèmes futurs n'est pas connue.

L'incertitude ne concerne pas seulement la distribution probabiliste des résultats, elle inclut aussi les types inconnus d'événements qui peuvent influencer les résultats des opérations d'une manière imprévisible.

Les activités internationales sont sujettes à différentes sources d'incertitude dues à l'imprévisibilité de l'impact des variables organisationnelles ou environnementales ou à l'insuffisance des informations (Miles & Snow, 1978 ; Pfeffer & Salancik, 1978).

Les firmes font face à plusieurs catégories de risques : risque de production, risque de marché, risque d'approvisionnement :

- Risque de production : concerne tout ce qui est en rapport avec les procédés de production
- Risque de marché : concerne les débouchés
- Risque d'approvisionnement : concerne la matière première

Un investissement est dit risqué lorsque ses résultats espérés (son rendement espéré) sont incertains. Comme les rendements espérés reposent sur des prévisions et des probabilités plutôt que sur des certitudes, alors les rendements réalisés peuvent être très différents de ceux qui étaient projetés ; le risque est lié à cette incertitude.

Le risque d'un actif ou d'une transaction ne peut être évalué isolément ou dans l'absolu ; il dépend du cadre de référence. Dans un contexte donné, l'achat ou la vente d'un actif peut augmenter l'exposition au risque ; dans un autre contexte, la même transaction peut conduire à une réduction de risque.

L'analyse en termes de coûts de transaction met en avant la lutte contre l'incertitude ou le risque pour expliquer les raisons de l'intégration verticale. Cet argument est également utilisé dans le cas d'alliances ou d'accords coopératifs. En effet, les acteurs peuvent s'engager dans une procédure de coopération pour éviter le haut degré d'incertitude liée aux échanges sur le marché, et tout particulièrement les phénomènes d'opportunisme (C. Ciborra, 1992).

La nécessité de partager les risques liés à un projet entre différentes entreprises nous semble constituer une explication au recours des entreprises aux modes d'organisation intermédiaires.

3.3.3 L'économie des coûts de transaction

Plusieurs auteurs (Arndt : 1997, Kogut : 1988, Hennart : 1988 et Verna : 1989) ont avancé la perspective théorique de la réduction des coûts de transaction comme un facteur explicatif de la formation des relations interentreprises.

Cependant, les preuves empiriques du rôle déterminant des coûts de transaction restent insuffisantes du fait de leur difficile opérationnalisation.

Hennart (1993) présente un modèle qui situe les contrats dans le continuum entre les marchés et les firmes. Il suppose que les coûts totaux sont convexes et montre que les formes intermédiaires sont efficaces d'un point de vue coûts (cost-efficient).

D'après F.M. Scherer (1980), l'intégration verticale complète (internalisation) fait apparaître de nouveaux coûts liés principalement à une flexibilité réduite : adaptation des capacités plus lentes, réduction des incitations à l'efficacité, augmentation des barrières à l'entrée, etc.

Donc le recours aux modes d'organisation intermédiaires permet de réduire ces coûts.

Aussi, il peut s'agir d'économie des coûts d'organisation (coûts de transaction internes) qui sont des coûts générés par le recours à l'organisation interne (partielle) au lieu du marché. Le fait de recourir à des modes d'organisation intermédiaires entre le marché et la structure interne peut permettre de réaliser des économies de ces coûts.

Cependant, à l'instar des coûts de transaction, les coûts d'organisation sont difficiles à opérationnaliser.

3.3.4 Faciliter les négociations avec les autorités locales en cas d'opérations internationales

Dans notre revue de la littérature, nous n'avons rencontré aucune analyse détaillée sur les conséquences du choix des modes d'organisation intermédiaires par les entreprises, en particulier sur la négociation internationale.

Une firme qui entreprend le développement d'une activité quelconque se voit nécessairement entrer en négociation avec plusieurs acteurs, comprenant des organismes conseils ou spécialisés, des apporteurs de financement, des maîtres d'œuvre ou sous-traitants, des autorités administratives, des groupements divers et, enfin de compte, des clients ou utilisateurs (cf. Ch. Dupont, 1990).

De nombreuses modalités de décision sont utilisées dans le réseau complexe de relations entre la firme et les différentes autres parties. Ces modalités ne font pas nécessairement appel à la négociation, néanmoins, celle-ci intervient dans plusieurs stades du projet.

En effet, afin de réaliser un projet, plusieurs types de négociations se succèdent : des pré-négociations, des négociations « organisationnelles », des négociations de contrats (conventions juridiques, montages financiers, contrat de maîtrise d'œuvre, etc.), des négociations relatives à la réalisation, au fonctionnement et au suivi des projets, et enfin des renégociations éventuelles. Ces négociations sont d'importance très diverse (Dupont, 1990).

Parmi les négociations, celles qui nous intéressent sont les négociations des projets internationaux. Ces négociations peuvent prendre différentes formes, comme les transferts technologiques, les implantations industrielles à l'étranger les joint-ventures auxquelles nous nous intéressons plus particulièrement.

Il est vrai que ces derniers sont caractérisés par une certaine instabilité qui est d'ailleurs observée empiriquement, mais ce qui les caractérise le plus est la durée que prennent souvent les négociations qui mènent à leur création et leur développement, souvent due à l'extrême complexité des points à négocier. Les négociations concernent les questions relatives aux caractéristiques et objectifs du joint-venture, à la définition des contributions, des responsabilités et des engagements de chaque partie, aux problèmes relatifs à la constitution du capital, aux droits de vote, à la direction et au fonctionnement du joint-venture et à une série de problèmes plus particuliers (aspects comptables, juridiques, etc.) (Ch. Dupont, 1990).

Les techniques de négociation utilisées dans les joint-ventures ne sont pas différentes de celles utilisées dans n'importe quelles négociations. Cependant l'incertitude et le risque qui même s'ils caractérisent toute négociation, prennent une dimension beaucoup plus importante dans le cas des joint-ventures internationales.

Par ailleurs, un autre aspect des négociations internationales est celui du rapport avec les Etats hôtes. Les firmes, en s'internationalisant, sont appelées à mener des négociations avec les Etats hôtes et ce quelles que soient les stratégies et les activités concernées de ces firmes.

Une négociation internationale est une négociation qui a soit lieu à l'étranger, soit met en relation deux (ou plusieurs) négociateurs de nationalité différente.

Elle est caractérisée par des coûts et des risques élevés du fait l'investissement requis est souvent lourd et aléatoire. De plus, les malentendus sont souvent nombreux, des procès d'intention sont courants, des ruptures sont toujours possibles, des incidents peuvent intervenir parfois d'une manière inattendue et des pénalités peuvent surgir à tout instant. La négociation internationale a donc une originalité propre qui exige expérience, compétence et rigueur.

Posses (1978) met l'accent sur le contraste entre les négociations qui mettent en présence des nationaux et celles où interviennent des partenaires étrangers : il souligne que dans les premières « les négociateurs ressentent – quelles que soient leurs divergences- une identité commune » tandis que dans les secondes le point de départ est un sentiment de différence. Dans les « négociations nationales », les négociateurs gravitent autour de leurs ressemblances et sont repoussés par les dissemblances. Cette modalité de négociation implique un effort délibéré de la part des deux parties pour atteindre leurs buts mutuels. L'inverse a tendance à se produire dans les négociations internationales : la dissimilarité joue en premier. « L'erreur du négociateur à l'étranger est qu'il craint d'être traité tel qu'il est, c'est-à-dire comme étranger- ce qu'il est d'ailleurs en réalité et ce qui est, en vérité, la façon dont il est considéré ».

De plus, les facteurs culturels imprègnent l'environnement de la négociation au sens large : les lois, les règlements, les usages professionnels ou sociaux et les facteurs d'ordre politique mais encore les comportements personnels qui sont d'ailleurs eux-mêmes influencés par les systèmes de valeurs, les rites, voire les tabous et bien entendu le langage.

Autre aspect essentiel de la dimension culturelle est la manière dont elle intervient dans les phénomènes de pouvoir. La distance culturelle entre les deux négociateurs tend à se compliquer du fait d'éléments ou de stéréotypes historiques qui impliquent une raison supplémentaire de méfiance ou de susceptibilité. De plus, l'image que chacun se fait du pouvoir de l'autre est souvent déformée, biaisée, fausse, et généralement peu réaliste.

Par ailleurs, l'environnement politique est une contrainte qui s'impose presque inévitablement aux négociateurs internationaux. Les caractéristiques du système politique, le degré de stabilité d'un pays sont des facteurs qui pèsent lourdement dans toute négociation avec l'étranger.

Gomes-Casseres (1989) montre que dans les pays éloignés (d'un point de vue géographique et culturel), les joint-ventures sont préférés car ils fournissent une source d'information dont ont besoin les nouveaux entrants non familiarisés avec l'environnement local.

En effet, dans le cas d'un joint-venture, la contribution du partenaire local provient de sa connaissance générale de l'économie locale et de l'environnement culturel et social, des relations sociales, etc. Les connaissances du partenaire local et son apport en capital réduit considérablement le risque associé à l'entrée dans un nouveau marché. C'est cet aspect qui sera retenu dans l'analyse empirique des raisons du choix des alliances stratégiques qui fera l'objet du chapitre suivant.

Les firmes qui veulent entrer dans de nouveaux marchés (nouveau secteur et/ou nouveau pays) optent généralement pour des associations avec des partenaires locaux pour éviter les barrières dues aux négociations qui peuvent être difficiles avec les autorités locales.

Conclusion

Ce chapitre traite des nouvelles formes d'organisation des activités, notamment les modes de coopération qui s'étendent de plus en plus au détriment des autres formes extrêmes, à savoir, le marché et l'internalisation.

Nous avons tenté de synthétiser les principales contributions dans l'analyse de ces modes d'organisation dans le but d'avoir une idée globale sur la façon dont ces modes sont approchés par les différents courants théoriques.

La comparaison entre les différentes approches qui traitent des alliances stratégiques indique que ces dernières sont souvent considérées comme des exceptions réduites à des situations instables et transitoires entre des marchés et des hiérarchies (Powell, 1990).

Les auteurs Bellon et Niosi (2002) ont montré que la compréhension des alliances se fait à travers la synthèse de la théorie évolutionniste de la firme et la théorie des compétences, en se basant sur les conditions initiales fournies par la théorie des coûts de transaction.

Dans leur analyse des alliances stratégiques, les trois approches citées ci-dessus ont les mêmes hypothèses communes : la rationalité limitée et procédurale, l'incertitude, l'opportunisme et la myopie, la spécificité des actifs, la mobilité imparfaite et la substituabilité des ressources au niveau de la firme et la compétition comme environnement dans lequel se développent les activités de la firme.

Dans les trois approches, l'alliance stratégique est considérée comme étant un partenariat dont l'élément clé est la complémentarité objective des actifs qui est déterminée par l'objet ou les enjeux du projet.

Plusieurs points communs sont à souligner entre ces approches, comme l'impact de la spécificité des actifs de l'entreprise, la prise en compte de l'incertitude et du comportement myope des agents dû à leur rationalité limitée, la mobilité imparfaite et la substituabilité des ressources (Bellon & Niosi, 2002).

Ces théories apportent des éléments de réponse non négligeables qui permettent de comprendre les comportements de l'entreprise en général et des alliances en particulier, mais ne suffisent pas à fonder une théorie complète de l'entreprise en situation de concurrence ouverte.

Les conditions initiales de l'alliance restent l'élément clé dans la théorie des coûts de transaction étant donné que les comportements ultérieurs sont déterminés par la nature des contrats. La théorie des coûts de transaction insiste sur l'importance des risques relationnels dans les alliances. S'agissant de l'évolution des alliances, la première question à traiter selon cette théorie est la nature des comportements opportunistes ainsi que l'adéquation des réponses qui y sont apportées (Bellon & Niosi, 2002).

En fait, la théorie des coûts de transaction apporte une analyse satisfaisante de la structure des contrats d'alliances et des risques d'échec qu'ils encourent, mais elle n'explique pas suffisamment la manière dont ces contrats évoluent et où ils aboutissent (Doz, 1996).

La théorie des coûts de transaction met l'accent sur l'existence d'un opportunisme qui est pris en compte comme élément clé pour expliquer d'une part, l'importance du niveau de détail des contrats signés au début de l'alliance et, d'autre part, l'échec de certaines alliances au cours de leur mise en œuvre. En effet, l'opportunisme explique plusieurs traits significatifs des alliances.

Pour les théories des compétences, l'objectif principal des alliances stratégiques est d'emprunter des ressources (et plus particulièrement des compétences) à des partenaires extérieurs (Hamel et Prahalad, 1990 ; Hamel, 1991). Le pouvoir de négociation à l'intérieur d'une alliance appartient de ce fait au partenaire qui a la plus grande capacité d'apprendre. En conséquence, les partenaires de grande taille ont souvent un avantage structurel et se trouvent en confiance dans la coopération car ils ont l'expérience de mener seuls des projets spécifiques et donc ils sont déjà en possession des potentiels humains, financiers et techniques qui fonctionnent et ont la maîtrise de la pratique de gestion des projets incertains (Bellon & Niosi, 2002).

La théorie évolutionniste montre qu'au cours de l'évolution des alliances, il existe une articulation de plusieurs processus d'apprentissage. Le premier de ces processus concerne celui du projet (l'objet de l'alliance) qui génère un savoir technique nouveau et, à travers le processus d'application, permet à chacun des partenaires à accroître son propre stock de connaissances. Le second représente le « savoir coopérer ». Ce savoir correspond à la création de routines organisationnelles propres à la coopération avec des organisations extérieures. Le troisième correspond au savoir complémentaire qui apparaît comme un sous-produit du projet lui-même, comme des compétences liées à des produits ou à des savoir-faire joints. Ces savoirs sont le résultat de deux types d'interactions : les interactions entre le projet et autres activités de chacun des partenaires et les interactions entre ces derniers à travers le projet. Le rapprochement nouveau entre les partenaires donne en effet lieu à des opportunités naturelles de transferts de compétences clés d'une firme à une autre et ce quels que soient les domaines des partenaires.

Après la synthèse des différentes approches des modes d'organisation intermédiaires, nous nous sommes intéressés plus particulièrement aux raisons du choix de ces modes. Les avantages qu'ils représentent sont à l'origine de ce choix, mais tous ne sont pas nécessairement réalisés. Ces avantages dépendent de plusieurs facteurs propres à l'entreprise et à l'environnement dans lequel ces modes sont développés.

Nous avons mis l'accent sur des raisons qui apparaissent pertinentes dans le cas de l'entrée des groupes pétroliers dans l'aval gazier. C'est ces raisons que nous proposons de vérifier empiriquement dans le chapitre qui va suivre.

Chapitre 4 :

Les moyens de mise en œuvre de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier

Introduction

4.1. Organisation des activités aval gazières et électriques des MPE

Les trois groupes se sont restructurés pour mieux gérer leurs activités gazières aval et électriques en créant des branches d'activités, des filiales et des divisions consacrées exclusivement à ces activités (cf. annexe).

BP

Pour BP, c'est en septembre 1999 qu'il a créé une nouvelle branche d'activité Gas and Power. Cette branche regroupe l'ensemble des actifs électriques et les filiales de transport et de commercialisation de gaz naturel.

BP Gas and Power est organisée par zone géographique : Amérique du Nord, Amérique Latine, Grande-Bretagne et Europe du Nord, Ouest méditerranéen, Moyen Orient, Est méditerranéen et Inde et Chine et Asie Pacifique.

Les principales divisions du groupe chargées des activités gazières et électriques sont :

- BP UK Gas & Power
- BP Energy
- BP Gas & Power Latin America
- BP Gas & Power North America

Les activités en Amérique du Nord sont à la charge des filiales suivantes :

- BP Energy Company (autrefois Amoco Energy Trading Corporation)
- BP Gas & Power Company (autrefois Amoco Power Marketing Corporation)
- BP Canada Energy Company (autrefois Amoco Canada Petroleum Corporation)
- BP Canada Energy Trading Company (autrefois Amoco Canada Trading Company Ltd.)
- BP Canada Energy Marketing Company (autrefois Amoco Canada Trading Company Ltd.)
- BP Corporation North America Inc. Company (autrefois BP Amoco Corporation)

Shell

La branche d'activité Gas & Power comprend : le processing, la vente et la livraison du gaz naturel par des gazoducs de longue distance et par des méthaniers (sous forme de GNL) , la vente et la livraison des produits issus du processing du gaz naturel et des conversions GTL, la commercialisation (marketing) et le trading du gaz naturel et de l'électricité, vente en gros et au détail aux clients commerciaux et industriels et le développement et l'opération de sites électriques indépendants.

Les activités gazières aval et électriques sont prises en charge par l'*Operating Company* "*Downstream Gas & Power*".

Les principales divisions chargées des activités gazières aval et électriques sont : *Shell Energy* (en Europe), *Shell Gas Direct* (en Grande-Bretagne) et *Shell Energy Services* (SESCo) (aux Etats-Unis).

Total

Contrairement aux deux autres MPE, les activités Gaz et Electricité ne constituent pas une branche d'activité au sein de Total.

Les opérations gazières aval et électriques sont à la charge des directions "Business Développement Gaz Electricité" et "Trading Marketing Gaz Electricité" au sein de la branche Trading et Gaz Electricité.

4.2. Les principaux modes d'organisation utilisés par les MPE dans l'aval gazier

En se référant à l'annexe 2, nous pouvons dire que les groupes pétroliers étudiés optent pour des acquisitions partielles dans le cas de leur intégration dans la distribution du gaz (et éventuellement de l'électricité) naturel aux industriels et pour des alliances stratégiques dans le cas de leur intégration dans la production d'électricité.

Toutefois, ces groupes se sont réorganisés en créant des divisions, des branches ou des directions afin de mieux gérer leurs nouvelles activités.

4.3. Les principales raisons du choix des groupes pétroliers des modes d'organisation intermédiaires pour leur intégration dans l'aval gazier

Comme pour l'analyse des raisons de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier, nous nous basons sur les développements théoriques faits dans le chapitre 3 sur les différentes explications du choix de l'intégration verticale partielle au lieu de l'intégration verticale stricte. Dans ce chapitre, nous tentons de valider empiriquement les raisons qui s'appliquent le plus au cas de l'intégration verticale des groupes pétroliers dans l'aval gazier.

La démarche adoptée pour l'analyse des raisons du choix des groupes pétroliers des modes d'organisation intermédiaires pour s'intégrer dans l'aval gazier est donc la même adoptée dans le chapitre 2. Nous rappelons qu'il s'agit de formuler des propositions sur ces raisons en s'appuyant sur les analyses théoriques développées dans le chapitre 3 et de les vérifier empiriquement à l'aide des données et des informations que nous offre l'étude empirique.

Pour implémenter leurs stratégies d'entrée dans l'aval gazier (commercialisation du gaz naturel aux industriels) et l'électricité (production d'électricité à partir du gaz naturel et la commercialisation de l'électricité aux industriels), les groupes pétroliers ont eu recours à des moyens qui leur permettent de conforter leurs avantages compétitifs dans ces segments. Parmi ces moyens, les modes organisationnels utilisés sont le reflet de leurs stratégies d'entrée dans des segments nouveaux qui, de plus, appartiennent à des industries de réseau. Les modes d'organisation des nouvelles activités les plus utilisés par les majors pétroliers européens sont les alliances stratégiques (joint-ventures, partenariats, consortium) avec d'autres groupes pétroliers et/ou des compagnies gazières ou électriques (locales ou étrangères) et des prises de participation dans le capital des compagnies gazières ou électriques.

Le choix des modes d'organisation en association n'est pas fait par hasard. Pour comprendre ce choix, nous avons formulé des hypothèses correspondant aux raisons qui ont conduit les groupes pétroliers à opter pour ces modes.

Les principales raisons du choix des modes d'organisation intermédiaires par les groupes pétroliers pour entrer dans l'aval gazier et l'électricité qui nous paraissent les plus plausibles sont données par les hypothèses qui vont suivre :

4.3.1. Assurer un portefeuille de clients dans des industries de réseau

En entrant dans les segments des industries de réseau, les firmes optent pour les formes organisationnelles intermédiaires (associations avec un acteur en place) afin de faciliter la commercialisation de leur nouvelle production (i.e. avoir un débouché sûr).

Le gaz naturel et l'électricité sont des produits de réseau. Leur commercialisation nécessite donc un débouché sûr.

Les groupes pétroliers, en optant pour des associations avec des compagnies gazières et des compagnies électriques, s'assurent donc un portefeuille de clients grâce à des partenaires souvent bien implantés.

Ceci nous amène à formuler une proposition sur la sécurisation d'un portefeuille de clients comme raison du choix des modes d'organisation intermédiaires par les groupes pétroliers :

P5 : Les industries du gaz et de l'électricité étant des industries de réseau, les groupes pétroliers optent pour des associations avec des partenaires pour leur intégration dans l'aval gazier afin d'assurer un portefeuille de clients pour leur production de gaz et de l'électricité.

Le portefeuille de clients des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité est considéré comme un actif semi-spécifique. La transaction entre le groupe pétrolier et son partenaire est considérée comme occasionnelle. D'après la lecture de la grille d'analyse de Williamson (chapitre 1, tableau), nous pouvons conclure que le groupe devrait opter pour des modes d'organisation intermédiaires pour gérer au mieux son actif "portefeuille de clients".

En termes de causes à effets, pour valider cette proposition, il faudra montrer que les groupes pétroliers n'ont aucun problème à vendre leur gaz et leur électricité aux industriels car ils ont un portefeuille de clients grâce à leurs partenaires gaziers et électriciens ou plus généralement énergéticiens. De même, pour la production d'électricité, le fait qu'ils s'associent avec des électriciens leur permet d'assurer un débouché pour la production électrique à travers le réseau de transmission local.

Les arguments qui permettent la vérification de la proposition P5 sont les suivants :

Les groupes pétroliers s'associent souvent pour des raisons commerciales

Pour vendre leur production en aval, les groupes pétroliers optent pour les associations de long terme avec des acteurs qui leur facilitent l'accès aux clients ou avec les grands clients directement. Ceci fait partie de leur politique commerciale et ce, dans les différents métiers dans lesquels ils sont actifs.

En effet, dans tous leurs secteurs d'activité, les groupes pétroliers se sont associés, comme par exemple dans la pétrochimie, ils s'associent avec des acteurs de la pétrochimie pour acheminer leurs matières premières et leurs produits finaux issus de la pétrochimie.

Le nombre croissant des associations des trois groupes pétroliers étudiés dans les différents secteurs d'activités montre la nécessité pour ces groupes de s'associer pour assurer les débouchés pour leurs productions.

Les données nécessaires pour appuyer cet argument concernent le nombre et la nature des associations des trois groupes pétroliers ces dernières années dans leurs différents secteurs d'activité.

Pour cela, nous regardons les informations recueillies dans l'étude empirique. Nous nous référons aux tableaux 2-7 et 2-8 de l'annexe 2.

Les trois groupes ont eu recours à l'acquisition de compagnies de transport et de commercialisation de gaz naturel ou de compagnies de services énergétiques pour conforter leur présence dans les marchés de commercialisation de gaz naturel et de l'électricité.

Nous constatons que Shell est le groupe le plus actif dans ces activités. Ce groupe a fait plusieurs acquisitions en Europe, en Amérique Latine et en Australie, alors que BP ne compte que deux acquisitions (aux Etats-Unis et en Allemagne).

Les volumes de gaz vendus par les MPE (cf. annexe 2) nous donnent une idée plus précise sur l'importance de cette activité pour ces groupes.

Pour ce qui est de la production de l'électricité à partir du gaz naturel, c'est encore Shell qui est actuellement le plus actif en terme de présence géographique et en nombre de centrales opérationnelles ou construction. A travers son joint-venture InterGen, il est présent dans plusieurs projets en opération, en construction ou à l'étude.

Total compte d'importants actifs au Royaume-Uni, à Abu-Dhabi et en Argentine. BP, quant à lui, il est surtout présent au Royaume-Uni et en Espagne.

Les groupes pétroliers s'associent avec des compagnies énergétiques qui sont bien implantées dans les segments en question

En revenant sur les associations des groupes pétroliers dans l'aval gazier et l'électricité, nous retrouvons des partenaires gaziers et électriques qui ont non seulement des compétences techniques et commerciales considérables, mais aussi un portefeuille de clients important.

Les différentes associations des trois groupes pour entrer dans l'aval gazier et l'électricité sont données dans l'annexe 2 (tableaux 2-7 et 2-8).

Les données qui vont nous permettre de conforter cet argument sont les parts de marchés des groupes pétroliers dans les segments étudiés dans les différents pays où ils sont présents.

Tableau 4-1 : Les parts de marchés gaziers des MPE en Europe (Industriel et Commercial) en 2002

	Grande Bretagne	Espagne	Italie	France
BP	9%	12%	-	-
Shell	12%	4%	-	-
Total	19%	5% ⁵⁴	-	-

Source : Total

⁵⁴ A travers CGC (35% Cepsa, 35% Total et 30% Sonatrach)

4.3.2. Réduire le risque lié à une nouvelle activité

Les groupes pétroliers, en entrant dans les secteurs de l'aval gazier, ils font face à des risques car il s'agit de nouvelles activités pour eux. Ces risques sont de trois types (les groupes ne subissent pas forcément tous ces types de risques) :

- Les risques de production : dans le cas de la production d'électricité à partir du gaz naturel, les groupes ne maîtrisent pas tous les procédés de ce type de production.
- Les risques d'approvisionnement : dans le cas de la fourniture du gaz naturel aux industriels et dans le cas de la production d'électricité à partir du gaz naturel. Les groupes pétroliers étant des producteurs de cette matière première, ils entrent dans ces segments justement pour acheminer leur production gazière (cf. chapitre 2). Ils ne subissent pas de ce fait ce type de risque.
- Les risques de marché : il s'agit des débouchés pour la production électrique. Les groupes pétroliers lorsqu'ils entrent dans un nouveau segment d'une industrie de réseau, peuvent avoir un problème d'acheminer leur production sur le réseau.

Les groupes pétroliers ont toujours opté pour des associations dans l'amont pétrolier pour pallier le problème du risque inhérent à l'activité exploration pétrolière et gazière.

Le risque est réduit car il est partagé avec les partenaires. Dans ce cas, le groupe n'a pas à subir seul tous les aléas des projets entrepris. Plus précisément, le partage des coûts permet un risque moindre car, en cas d'échec, les pertes seraient moindres.

Le choix des associations dans l'amont est en fait dû au caractère très risqué des activités d'exploration. Les activités dont il est question dans notre travail (commercialisation du gaz et de l'électricité aux industriels et production d'électricité à partir du gaz naturel) ne sont pas aussi risquées que celles de l'amont. Ce qui les caractérise, c'est plutôt leur nouveauté et le fait qu'elles nécessitent une sécurisation d'un portefeuille de clients (notamment pour l'électricité produite).

Etant donné que les groupes pétroliers contrôlent la matière première, ils ne subissent pas le risque d'approvisionnement. Toutefois, ils subissent les risques de production et de marché, car ils ne contrôlent pas tous les aléas des nouvelles activités (étant donné qu'ils sont des nouveaux entrants dans les segments en question). Le risque marché est traité dans la proposition P5 concernant la recherche de portefeuille de clients à travers les associations.

Nous nous intéressons donc dans cette partie au risque de production ou risque technique.

Les groupes pétroliers en s'associant, assurent des compétences techniques des activités en question. En effet, pour la production d'électricité à partir du gaz naturel, une association avec un électricien (ou une compagnie d'ingénierie) qui a une expérience dans la construction des centrales électriques permet au groupe pétrolier de réduire le risque technique lié à la construction et au fonctionnement des centrales électriques car le partenaire possède toutes les compétences techniques requises.

De même pour la vente directe du gaz et de l'électricité, le groupe pétrolier, à travers son association avec un énergéticien ou un gazier, assure un bon fonctionnement de sa nouvelle activité puisqu'elle est en partie prise en charge par des acteurs qui maîtrisent le métier.

A partir de qui est développé ci-dessus, nous formulons la proposition sur la seconde raison principale du choix des modes d'organisation intermédiaires par les groupes pétroliers qui s'intègrent dans l'aval gazier :

P6 : Les groupes pétroliers optent pour les modes d'organisation intermédiaires pour s'intégrer dans l'aval gazier dans le but de minimiser les risques dus à la nouveauté des activités en question

Pour valider cette proposition, il convient tout d'abord de montrer que les groupes pétroliers peuvent subir un risque production en l'absence d'associations avec des acteurs déjà en place. Ensuite il faut montrer que ces groupes réussissent à diminuer ce risque en optant pour des associations au lieu d'entreprendre seuls les activités en question.

La question qui se pose tout d'abord est : comment mesure-t-on ce risque ?

Le risque technique peut être mesuré par l'écart entre le résultat (exemple : rendement de production, quantité de la production, etc.) escompté et le résultat obtenu (réalisé).

Les données nécessaires pour valider empiriquement cette proposition sont des données d'appréciation de réussite des projets en association. Un calcul des résultats sans un recours à l'association s'impose pour pouvoir comparer entre les deux cas de figure.

Les deux arguments qui peuvent éclaircir notre validation sont les suivants :

Les groupes pétroliers se sont toujours associés avec des acteurs qui maîtrisent les technologies qui ne développent pas eux même

Les groupes pétroliers se sont toujours associés aux compagnies d'ingénierie qui prennent en charge le développement des sites ou qui s'occupent de la partie ingénierie du projet.

Il s'agit d'opter pour la sous-traitance pour des raisons d'économie de coûts de transaction à travers la réduction du risque que comporte une activité non développée au sein de la firme.

Les groupes pétroliers ne maîtrisent pas l'ingénierie des centrales électriques

Il est vrai que les groupes pétroliers ont acquis une certaine expérience dans la production d'électricité à partir du gaz naturel pour leurs besoins propres, mais ces groupes n'ont pas forcément développé les compétences qu'il faut pour le développement de ce type de projet.

Leurs associations avec des électriciens ou les compagnies d'ingénierie leur permet d'éviter les risques techniques liés à la production.

4.3.3. Economiser les coûts de transaction

La proposition la raison d'économie des coûts de transaction à travers les modes d'organisation intermédiaires est la suivante :

P7 : Les groupes pétroliers optent pour les modes d'organisation intermédiaires dans son intégration verticale dans l'aval gazier afin de minimiser les coûts de transaction liés aux nouvelles activités.

Les groupes pétroliers, en entrant dans l'aval gazier utilisent des actifs (tangibles ou intangibles) spécifiques (par exemple leurs relations avec le pays hôte) et des actifs semi-spécifiques (par exemple les compétences de commercialisation et de gestion des grands projets, etc.). Comme les transactions d'associations sont considérées comme occasionnelles (la transaction concerne une opération donnée), alors la grille d'analyse de Williamson (1985)

(cf. chapitre 3) nous permet de conclure que les groupes pétroliers optent pour des associations (modes d'organisation intermédiaires) pour économiser les coûts de transaction.

En pratique, valider la proposition ci-dessus revient à comparer entre les coûts du recours à une association (coûts de transaction ou de coordination) et les coûts d'internalisation (coûts d'organisation).

Les indicateurs que nous devons quantifier pour cette vérification empirique sont les coûts de coordination dans le cas d'une alliance stratégique ou d'une prise de participation et les coûts d'organisation dans le cas d'une internalisation (création de filiales qui entreprennent seules les activités en question).

4.3.4. Faciliter les négociations avec les autorités locales

Les groupes pétroliers en entreprenant des opérations internationales se voient mener des négociations avec les Etats hôtes.

L'expérience internationale des groupes pétroliers dans les pays dits "à risque" leur a permis de comprendre qu'il vaut mieux s'associer avec des acteurs déjà en place pour mieux réussir les éventuelles négociations avec les autorités locales qui peuvent avoir lieu avant le lancement ou pendant le déroulement du projet le pays en question.

En effet, l'acteur local ou déjà en place depuis un certain temps peut servir d'intermédiaire qui facilite les négociations entre le groupe et les autorités locales.

L'hypothèse qui découle de ces constats est la suivante :

P8 : Les groupes pétroliers optent pour des associations lorsqu'ils s'intègrent dans l'aval gazier dans le but de faciliter les négociations avec les autorités locales.

Nous considérons les relations qu'ont les groupes pétroliers avec les autorités locales comme étant des actifs intangibles et spécifiques. Comme la transaction est occasionnelle (pour une opération donnée dans un pays donné), alors, d'après la grille d'analyse des modes d'organisation de O.E. Williamson (1985) (cf. chapitre 1), les groupes pétroliers optent de préférence pour les modes d'organisation intermédiaires pour économiser les coûts de transaction. Donc le choix de ces modes d'organisation s'explique par le besoin de faciliter les négociations avec les autorités locales.

D'un point de vue opérationnel, il faudra montrer que le coût des négociations avec les autorités locales dans le cas où les groupes pétroliers s'associeraient avec des partenaires locaux ou déjà en place est inférieur au même coût dans le cas où les groupes pétroliers entreprendraient seuls les opérations.

Un des indicateurs de l'avantage des projets en association par rapport aux projets sans association pourrait être le nombre de projets aboutis (i.e. ceux qui ont démarré) dans un pays donné dans lequel nous discernons la proportion des projets en association. Ce raisonnement est fait pour chacun des groupes pétroliers étudiés.

Pour cela, nous regardons tout d'abord les pays où sont implantés les majors pétroliers européens. Ensuite, nous listerons les projets de chaque groupe dans chacun des pays. Enfin, nous relèverons ceux qui sont en association et ceux qui ne le sont pas (cf. annexe 2).

**4.4. Synthèse des hypothèses sur les moyens de mise en œuvre de l'intégration verticale des MPE dans l'aval gazier :
tableau récapitulatif**

Proposition	Contenu	Arguments	Indicateurs
P5	Assurer un portefeuille de clients	<ul style="list-style-type: none"> - Les groupes pétroliers optent pour des associations pour des raisons commerciales (en général) - Les groupes pétroliers optent pour des associations avec des acteurs bien implantés et des rachats de parts dans l'aval gazier 	<ul style="list-style-type: none"> - Nombre des associations des MPE dans tous les secteurs - La nature des associations des MPE dans tous les secteurs - Nombre des associations des MPE dans l'aval gazier - La nature des associations des MPE dans l'aval gazier - Les parts de marchés gaziers des MPE dans les différentes régions (ou pays)
P6	Minimiser les risques dus à la nouveauté des activités	<ul style="list-style-type: none"> - Les groupes pétroliers ont toujours opté pour des associations dans l'amont pétrolier pour pallier le problème Risque - Les groupes pétroliers se sont toujours associés avec des acteurs qui maîtrisent les technologies qu'ils ne développent pas eux-mêmes 	<ul style="list-style-type: none"> - Le risque technique liés au projets de l'aval gazier: écart entre le résultat escompté et le résultat réalisé - Appréciation de la réussite des projets en association
P7	Economiser les coûts de transaction	<ul style="list-style-type: none"> - Grille d'analyse de Williamson 	<ul style="list-style-type: none"> - Les coûts du recours à une association : les coûts de coordination dans le cas d'une association ou une prise de participation - Les coûts d'internalisation : les coûts d'organisation dans le cas d'une internalisation

P8	Faciliter les négociations avec les autorités locales	- Grille d'analyse de Williamson	<ul style="list-style-type: none"> - Les coûts de négociation avec les autorités locale d'un MPE dans le cas de choix des associations - Les coûts de négociation avec les autorités locale d'un MPE dans le cas de choix de développement seul - Nombre de projets en association aboutis pour chaque MPE
----	---	----------------------------------	---

Conclusion

Les moyens de mise en œuvre par les MPE pour s'intégrés dans l'aval gazier et l'électricité sont justifiés par leur souci d'efficacité économique et d'adaptation à de nouveaux segments appartenant à des industries de réseau.

Références bibliographiques

- Aftalion F., Viallet C., *Théorie du portefeuille : analyse du risque et de la rentabilité*, Presses Universitaires de France, 1977.
- Alberto T., Combemale P., *Comprendre l'entreprise : théorie, gestion, relations sociales*, Nathan, 2001.
- Allaire Y., Firsirotu M.E., *L'entreprise stratégique : penser la stratégie*, Editions Gaëtan Morin, 1993.
- Ansoff I., *Stratégie du développement de l'entreprise*, Dunod, Paris, 1969.
- Antill, N., Arnott, R., *Oil Company Crisis : managing structure, profitability and growth*, *Oxford Institute for Energy Studies*, SP 15, 2002.
- Aoki M., Gustafsson B., Williamson O.E. (Edited by), *The firm as a nexus of treaties*, SAGE Publications, 1990.
- Aoki, M., *Economie japonaise*, Economica (pour la traduction française), 1991.
- Axelrod R., *The evolution of cooperation*, Basic Books Publishers, New York, 1984.
- Barrera-Rey, F., *The effects of vertical integration on oil company performance*, Oxford Institute for Energy Studies, october 1995.
- Basle M., Delorme R., Lemoigne J-L., Paulré B., *Approches évolutionnistes de la firme et de l'industrie : théories et analyses empiriques*, L'Harmattan, 1999.
- Batsch L., *La croissance des groupes industriels*, Economica, 1993.
- Baudry B., L'apport de la théorie des organisations à la conception néo-institutionnelle de la firme : une relecture des travaux de O.E. Williamson, *Revue économique*, janvier 1999, **vol. 50**, n° 1, p. 45-69.
- Beaudin G., Morin E.M., Savoie A., *L'efficacité de l'organisation : théories, représentations et mesures*, Gaëtan Morin Editeur, 1994.
- Benzoni L., De Bandt. et Romani P-M., *Traité d'Economie Industrielle*, Economica, Paris, 1988.
- Benzoni, L., "La multiplicité des formes d'organisation des relations verticales : introduction à certains développements récents de la théorie de la firme", *compte rendu du colloque sur les relations verticales dans les industries de réseau, organisé le 27 octobre 1994 à l'université de Paris-Dauphine*.
- Bettis R.A., Prahalad C.K., The dominant logic : a new linkage between diversity and performance, *Strategic Management Journal*, 1986, **vol. 7**, pp. 485-501.
- Blair R.D., Kaserman D.L., *Law and economics of vertical integration and control*, Academic Press, 1983.

- Blois K.J., Vertical quasi-integration, *Journal of industrial economics*, 20th july 1972, pp. 253-272.
- Boisson J-P., Castagnos J-C., Guieu G., Stratégie d'entreprise et organisation industrielle : pratiques de recherche, *Revue d'Economie Industrielle*, 1^{er} trimestre 2000, n° 91.
- Boyer L., Equilbey N., *Organisation : théories et applications*, Editions d'organisation, 1999.
- Breeze P., Electricity in Latin America, *Financial Times Energy*, Financial Times Business Limited, 1998.
- Brousseau E., Théorie des contrats, coordination interentreprises et frontières de la firme, document de travail ATOM (Université de Paris I), 1995.
- Buckley P.J., Michie J., *Firms, organizations and Contracts*, Oxford University Press, 1996.
- Campbell A., Goold M., *Strategies and styles*, B. Blackwell, New York, 1987.
- Carroll G.R., Teece J.T. (Edited by), *Firms, markets and hierarchies*, Oxford University Press, New York, 1999.
- Castellani D., Zanfei A., Multinational experience and the creation of linkages with local firms : evidence from the electronics industry, *Cambridge Journal of Economics*, 2002, **vol. 26**, pp. 1-25.
- Caves R.E., *Multinational Enterprise and Economic Analysis*, Cambridge University Press, 1996.
- Chakravarthy B. S., Measuring strategic performance, *Strategic Management Journal*, 1986, **vol. 7**, pp. 437-458.
- Chandler A.D., *La main visible du manager*, Economica (pour la traduction française), 1988.
- Chang Y., Thomas H., The impact of diversification strategy on risk-return performance, *Strategic Management Journal*, 1989, **vol. 10**, pp. 271-284
- Charreaux G., ..., *De nouvelles théories pour gérer l'entreprise*, Economica, 1987.
- Chatterjee S., Wernerfelt B., The link between resources and type of diversification : theory and evidence, *Strategic Management Journal*, 1991, **vol. 12**.
- Chatterjee S., Wernerfelt B., Related or unrelated diversification : a resource based approach, *Academy of Management Proceedings*, 1988, pp.7-11.
- Chevalier J-M. (sous la direction), *L'économie industrielle des stratégies d'entreprise*, 2^{ème} édition, Montchrestien, 2000.
- Chevalier J-M., Les entreprises de l'énergie : redéfinition des chaînes de valeur et positionnement stratégique, *Revue de l'énergie*, septembre 1999, n° 509.

Chevalier J-M., Les réseaux de gaz et d'électricité : multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle, *Revue d'Economie Industrielle*, 2^{ème} trimestre 1995, n°72.

Christensen F., Foss N.J., A process approach to corporate coherence, *DRUID Working Paper*, juin 1996, n° 96-7.

Coase R.H, The nature of the firm, (*à compléter*)

Coeurderoy R., Quélin B., L'économie des coûts de transaction : un bilan des études empiriques sur l'intégration verticale, *Revue d'Economie Politique*, mars-avril 1997, n° 2, p. 145-180.

Contractor F.J., Lorange P., *Cooperative strategies in international business*, Lexington Books, 1988.

Coriat B., Weinstein O., *Les nouvelles théories de l'entreprise*, coll. Le Livre de Poche, Librairie Générale Français, 1995.

Cotta A., *Les choix économiques de la grande entreprise*, Dunod, 1969.

Coureil P., *Valeur ajoutée*, Dunod, Paris, 1997.

Cremer J., Intégration verticale : vers un guide pour le praticien, *Revue d'économie industrielle*, hors série, 1995.

Desreumaux A., *Théorie des organisations*, Editions Management, EMS, 1998.

Détrie J-P., Ramanantsoa B., *Stratégie de l'entreprise et diversification*, Editions Fernand Nathan, 1983.

Dosi G., Teece D., Winter S., Les frontières des entreprises : vers une théorie de la cohérence de la grande entreprise, *Revue d'Economie Industrielle*, 1^{er} trimestre 1990, n° 51.

Dietrich M., *Transaction cost economics and beyond : towards a new economics of the firm*, Routledge, 1994.

Dosi G., Teece D., Winter S., Les frontières des entreprises : vers une théorie de la cohérence de la grande entreprise, *Revue d'Economie Industrielle*, 1^{er} trimestre 1990, n° 51.

Dussauge P., Les alliances stratégiques entre firmes concurrentes, *Revue française de gestion*, septembre-octobre 1990, n° 80.

Dussauge P., Garrette B., Alliances stratégiques : mode d'emploi, *Revue Française de Gestion*, Septembre – Octobre 1995, n° 85, pp. 4-18.

Duthil G., Vanhaecke D., *Les fondements de l'économie d'entreprise*, Editions L'Harmattan, 1993.

Elis J-M., Leclère D., Les stratégies d'alliance entre firmes : un essai de typologie, *Revue Gestion* 2000, vol 9, n°5, pp. 61-69.

Ennamli A., *La stratégie d'intégration verticale dans les moyennes entreprises industrielles (M.E.I.)*, thèse de doctorat de troisième cycle ès sciences de Gestion, université Bordeaux I, 1986.

Eurostaf, *Perspectives stratégiques et financières - la convergence énergétique : analyse et conclusions*, Eurostaf, 1999.

Eurostaf, *Perspectives stratégiques et financières - le marché de l'électricité en Europe*, Eurostaf, 2001, vol 1 et 2.

Eurostaf, *Perspectives stratégiques et financières - le marché du gaz en Europe*, Eurostaf, 2001, vol 1 et 2.

Fares M., Saussier S., Théorie des coûts de transaction et théorie des contrats incomplets : où en sommes nous ? , Document de travail, ATOM (Université de Paris I), 1998.

Fares M. et Saussier S.: Théorie des coûts de transaction versus théorie des contrats incomplets : quelles divergences ? , Document de travail, ATOM (Université de Paris I).

Francony M., Libéralisation, privatisation et compétition dans l'industrie de l'énergie : Quels en sont les bénéfices et les risques ? , *Revue de l'énergie*, février – mars 1999, n° 504.

Ferreira Des Champs Cavacanti M.A., Dos Santos E.M., Texeira Carneiro J.M., Competitive strategies and strategic positioning of companies in the international oil business : theory and practice in perspective, *Revue de l'énergie*, mai 1999, n° 506.

Ferreira Des Champs Cavacanti M.A., Dos Santos E.M., Texeira Carneiro, J.M., Strategic positioning and repositioning of oil companies in the upstream business : understanding the historical evolution of firms' strategic behavior, *Revue de l'énergie*, mai 1999, n° 506.

Ferreira Des Champs Cavacanti M.A., Dos Santos E.M., Texeira Carneiro, J.M., Changes in competitive strategies due to deregulation and privatization in the petroleum industry : a comparative study, *Revue de l'énergie*, juin 1999, n° 507.

Gabrié H., Jacquier J-L., *La théorie moderne de l'entreprise : l'approche institutionnelle*, Economica, 1994.

Gabrié H., La théorie williamsonienne de l'intégration verticale n'est pas vérifiée empiriquement, *Revue Economique*, septembre 2001, vol 52, n° 5.

Galetti C., *Joint venture*, Editions d'Organisation, 1991.

Garette B., Dussauge P., *Les stratégies d'alliance*, Les éditions d'organisation, 1995.

Garette B., Dussauge P., Alliances stratégiques : mode d'emploi, *Revue française de gestion*, septembre-octobre 1991, n° 85.

Garette B., Actifs spécifiques et coopération : une analyse des stratégies d'alliance, *Revue d'économie industrielle*, 4^{ème} trimestre 1989, n° 50.

Garrabé M., *Ingénierie de l'évaluation économique*, Editions Ellipses, 1994.

Garrouste P., *Les frontières de la firme*, Economica, 1997.

Genoud C., Varone F., Libéralisation des services publics de réseau et jeux croisés de la régulation : le cas de l'électricité, *Annales de l'économie publique sociale et coopérative*, vol.72, n° 4, pp.481-506.

Glais M., *Economie industrielle : les stratégies concurrentielles des firmes*, Litec, Paris, 1992.

Godefroy D.N., *Economie industrielle appliquée*, Librairie Vuibert, octobre 1995.

Granger T., Le renouveau de la théorie des organisations : lecture critique de trois ouvrages récents..., *Revue Economique*, janvier 1997, vol. 48, n° 1, pp. 147-180.

Hennart J.F., *A theory of multinational enterprise*, The university of Michigan, 1982.

Groenewegen J., (Edited by), *Transaction cost economics and beyond*, Kluwer Academic Publishers, 1996.

Grossman S., Hart O., The cost and benefits of ownership : a theory of vertical and lateral integration, *Journal of Political Economy*, vol. 94, n° 4, pp. 691-719.

Hansan J-P., Les enjeux de la libéralisation du secteur électrique, *Revue de l'énergie*, mars-avril 2001, n° 525.

Harrigan K.R., *Strategies for vertical integration*, Lexington Books, 1983.

Hatch, M-J., *Théorie des organisations : de l'intérêt de perspectives multiples*, De Boeck université, Paris Bruxelles, 2000.

Hennart J.F., A transaction costs theory of equity joint ventures, *Strategic Management Journal*, 1988, vol. 9, pp. 361-374.

Joffre P., Koenig G., Coûts de transaction et frontières de l'entreprise, *Analyses de la S.E.D.E.I.S.* septembre 1982, pp. 26-33.

John G., Weitz B.A., Forward integration into distribution : an empirical test of transaction cost analysis, *Journal of law, economics & organization*, 1988, vol. 4, pp.337-355

Jolly D., Alliances technologiques inter-entreprises : champ d'application & explications théoriques, *Revue Gestion 2000*, 1993, vol. 9, n° 5, pp. 71-92.

Jonchère J-P., Synergie gaz/électricité attractive pour l'environnement et option de moindre coût, *Revue de l'Energie*, septembre 2000, n° 519.

Kaisla J., Market process and the firm : some indications of rule-following and entrepreneurship under genuine uncertainty, *DRUID (Danish Research Unit for Industrial Dynamics) working paper*, septembre 1998, n° 98-17.

Kolelas B-P., *La firme et les alternatives stratégiques : intégration verticale - contrat de long terme, intégration verticale - marché*, thèse de doctorat en sciences économiques, université de Bourgogne, 1993.

Krafft J., *Information et relations verticales*, thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Nice-Sophia Antipolis, 1995.

Labourdette A., *Stratégies d'entreprise : une analyse micro-économique*, Editions Montchrestien, 1989.

Langefeld-Wirth K., *Les joint-ventures internationales*, GLN Joly Editions, 1992.

Lemaire O., *Dérégulation du gaz aux Etats-Unis : accès des tiers aux réseaux de transport, les notes des postes d'expansion économique*, juin 1999.

Levy D.T., Predation, firm-specific assets and diversification, *The Journal of Industrial Economics* décembre 1989, **vol. XXXVIII**, n° 2.

Livian Y-F, *Organisation : théories et pratiques*, Dunod, 1998.

Macdonald J., *Global Oil Company Profiles*, Financial Times Energy Publishing, Pearson Professional Ltd., 1997.

Mcquade, O., *The Emerging Energy Company*, Financial Times Energy, 1999.

Markowitz H., *Portfolio Selection : efficient diversification of investments*, Cambridge, Mass : B. Blackwell, 1991.

Martinet A.Ch., *Stratégies*, Vuibert, 1983.

Ménard C., *L'économie des organisations*, Editions La Découverte & Syros, 1997.

Ménard C. (Edited by), *Institutions, contracts, and organizations*, Edward Elgar Publishing, 2000.

Meritet S., *La convergence des industries de l'électricité et du gaz naturel : les fusions-acquisitions aux Etats-Unis*, Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Paris IX Dauphine, 2000.

Montgomery C.A., Wernerfelt B., Diversification, ricardian rents, and Tobin's q, *Rand Journal of Economics*, hiver 1988, **vol. 19**, n° 4.

Montgomery C.A., The measurement of firm diversification : some new empirical evidence, *Academy of Management Journal*, 1982, **vol. 25**, n° 2, pp.299-307.

Mucchielli J-L, Alliances stratégiques et firmes multinationales : une nouvelle théorie pour de nouvelles formes de multinationalisation, *Revue d'économie industrielle*, 1^{er} trimestre 1991, n°55.

Mullainathan S., Scharfstein D., Do firm boundaries matter ? , *AEA Papers Proceedings*, Mai 2001.

Nakkache Y., *Intégration verticale et contraintes verticales*, thèse en sciences économiques, Université d'Aix-Marseille II, Faculté des Sciences Economiques, 1992.

Noël P., La scène pétrolière en transition – une perspective d'économie politique internationale sur les changements structurels, 80 – 95, *Revue de l'énergie*, janvier 1997, n° 484.

Ouvry V., *Evolution du marché gazier européen à long terme : organisation et prix*, Thèse de Doctorat en Economie, Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, 1997.

Palepu K., Diversification Strategy, profit performance and the entropy measure, *Strategic Management Journal*, 1985, **vol. 6**, n° 6, pp. 239-255.

Palloix C., Rizopoulos Y. (sous la direction), *Firmes et économie industrielle*, L'Harmattan, 1997.

Pitelis C., *Market and non-market hierarchies*, Blackwell Publisher, 1991.

Plane J-M., *Théorie des organisations*, Dunod, Paris, 2000.

Percebois J.(sous la direction), *Energie et théorie économique : à propos de quelques débats contemporains*, Editions Cujas, 1997

Percebois J., Energie et théorie économique : un survol, *Revue économique et politique*, novembre-décembre 2001, **vol. 6**, n° 111, pp. 815-860.

Perruchet D., *Structures, performances et stratégies des groupes pétroliers internationaux*, Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Bourgogne, 1993.

Porter M.E., *Competitive Strategy*, The Free Press, New York, 1980.

Ponssard J-P., *Stratégie d'entreprise et économie industrielle*, Mc Graw Hill, 1988.

Porter M.E., *Choix stratégiques et concurrence : techniques d'analyse des secteurs et de la concurrence dans l'industrie*, Economica, 1982.

Porter M.E., *Competitive Advantage : Creating and sustaining superior performance*, The Free Press, 1985.

Putterman L. (Edited by), *The economic nature of the firm : a reader*, Cambridge University Press, 1986.

Ramanujam V., Varadarajan P.R., Diversification and performance : a reexamination using a new two-dimensional conceptualization of diversity in firms, *Academy of Management Journal*, 1987, **vol. 30**, n° 2, pp. 380-393.

Ramanujam V., Varadarajan P.R., Research on corporate diversification : a synthesis, *Strategic Management Journal*, 1989, **vol. 10**, pp. 523-551.

Ravix J-L., *Coopération entre entreprises et organisation industrielle*, CNRS Editions, Paris, 1996.

Réseau Monder "Mondialisation, Energie, Environnement", La nécessité de nouvelles régulations internationales face aux mutations, énergétiques et environnementales, Colloque

international organisé par Creden (université de Montpellier) et Green (université Laval Québec), Paris le 10-13 juin 2001.

Rogers M., The effect of diversification on firm performance, *Melbourne Institute Working Paper*, Mai 2001, n° 2/01.

Rullière J-L., Torre A., Les formes de la coopération interentreprises, *Revue d'Economie Industrielle*, Economie industrielle : Développements récents, Hors série, 1995.

Rumelt R.P., Schendel D.J., Teece D.J. (Edited by), *Fundamentals issues in strategy*, Harvard Business School Press, 1994.

Salter M.S., Weinhold W.A., *Diversification through acquisition*, The Free Press, 1979.

Schmalensee R., Willig R. (éditeurs), *Handbook of Industrial Organization*, vols. 1 – 2, Elsevier Science Publishers, 1989.

Teece D., *Economic performance and the theory of the firm : the selected papers of David J. Teece volume one*, Northampton : Edward Elgar Publications, 1998.

Thompson S., Wright M. (Edited by), *Internal organisation, efficiency and profit*, Philip Allan Publishers, 1988.

Tirole J., *Théorie de l'organisation industrielle, tomes 1 et 2*, Economica (pour la traduction française), 1993.

Van Loye G., Finance et théorie des organisations, Economica, 1998.

Varadarajan P.R., Diversification and performance : a reexamination using a new two-dimensional conceptualization of diversity in firms, *Academy of Management Journal*, 1987, **vol. 30**, n° 2, pp. 380-393.

Very Ph., *Stratégies de diversification : nouvelles perspectives*, Editions Liaisons, 1991.

Williamson O.E., *Market and Hierarchies : Analysis and Antitrust Implications*, The Free Press, New-York, 1975.

Williamson O.E., *Les institutions de l'économie*, InterEditions, 1994.

Williamson O.E., *Economic organization : firms, markets and policy control*, Brighton : Wheatsheaf, 1986.

Wu C., *Strategic aspects of oligopolistic vertical integration*, Elsevier Science Publisher, 1992.

Annexe 1 : Réserves et productions gazières des MPE

Des différences dans les chiffres ont été constatées entre les trois différentes sources : les données des rapports annuels que j'ai recueillies, celles de la base de données sur les compagnies pétrolières faite au CEG et les données Eurostaf.

Les données sur les réserves et les productions des MPE selon les trois sources sont données dans ce qui suit (Source : Rapports annuels des groupes) :

Tableau 1.1 : Les réserves du gaz naturel des compagnies pétrolières (Bcf)* (au 31/12)

	BP			Total Fina Elf			R D/Shell
	BP	Amoco	Arco	Total	Petrofina	Elf Aquitaine	
1990	11 023	19 023	8 052	5 151	2 164	5 955	51 575
1991	10 923	18 700	8 203	5 592	2 018	6 068	53 064
1992	10 005	17 852	8 302	6 280	2 004	6 322	52 124
1993	10 234	17 650	8 005	6 668	2 022	5 966	50 451
1994	10 245	18 521	8 108	7 409	1 704	5 712	48 707
1995	10 381	19 153	8 349	8 502	1 704	6 446	47 607
1996	10 003	20 346	8 123	8 975	1 742	6 315	53 027
1997	10 504	21 456	8 472	9 579	1 588	6 245	56 131
1998	31 001		9 844	9 963	1 336	6 163	60 462
1999	33 802		9 900	13 593		6 742	58 541
2000	41 100			20 705			56 283
2001	42 959			21 929			55 829
2002	45 844			21 575			53 438

Tableau 1.2 : La production du gaz naturel des MPE (Mcf/d)**

	BP Amoco Arco			Total Fina Elf			R D/Shell
	BP	Amoco	Arco	Total	Petrofina	Elf Aquitaine	
1990	1 366	3 498	1 747	744	574	1 237	5 656
1991	1 261	3 719	1 660	889	594	1 203	6 263
1992	1 028	3 968	1 442	957	607	1 218	6 176
1993	1 133	4 148	1 232	967	597	1 276	6 534
1994	1 262	4 228	1 470	1 160	548	1 353	6 476
1995	1 246	4 239	1 556	1 131	528	1 353	6 669
1996	1 535	4 382	1 774	1 382	545	1 431	7 636
1997	1 663	4 142	1 910	1 382	541	1 344	7 056
1998	5 808		2 104	1 392	484	1 208	6 863
1999	6 067		2 378	2 126		1 208	7 153
2000	7 609			3 758			8 212
2001	8 632			4 061			9 009
2002	8 707			4 532			9 423

* Bcf : Milliards de pieds cube

** Mcf/d : Millions de pieds cube par jour

Figure 1.1 : Graphique des évolutions des réserves gazières des MPE

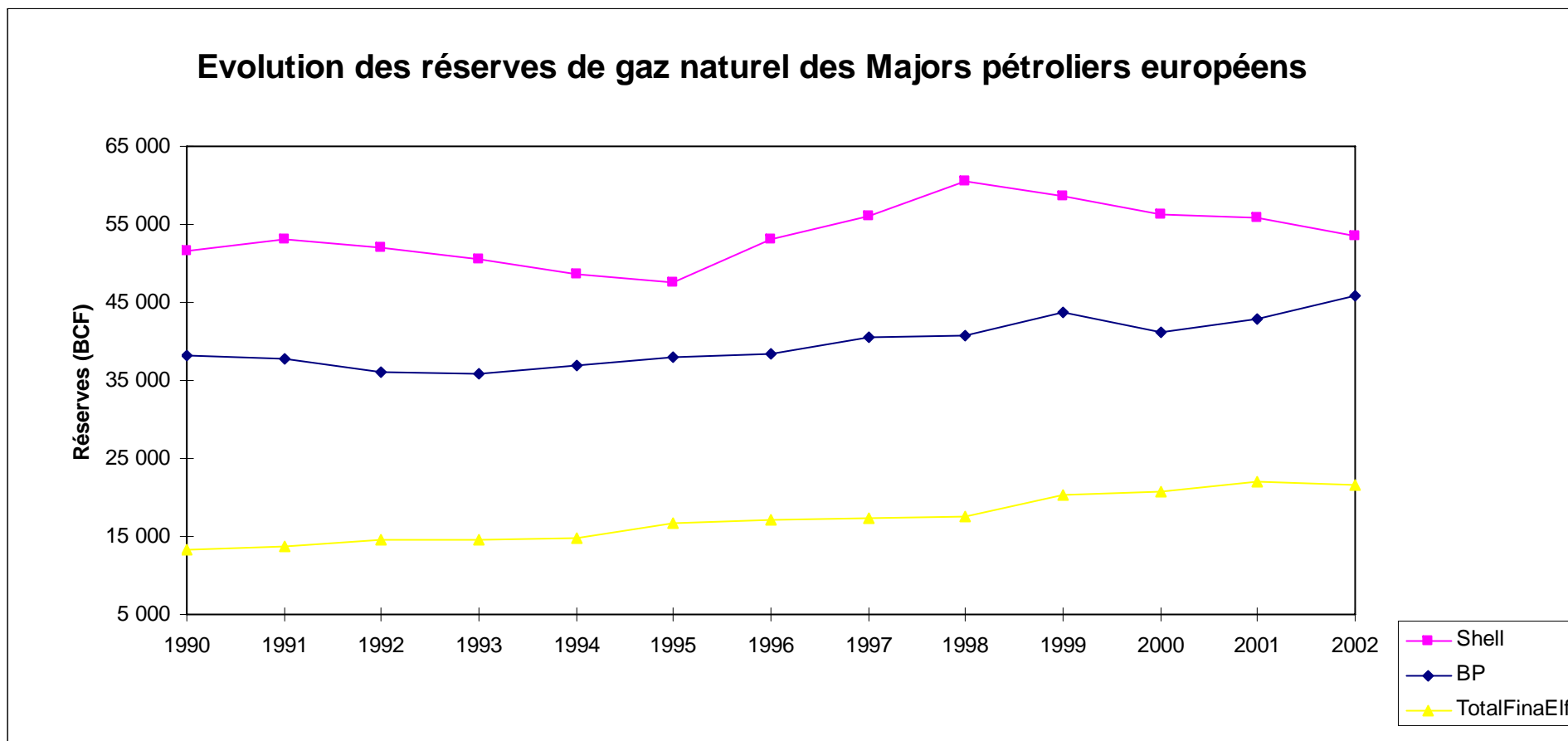
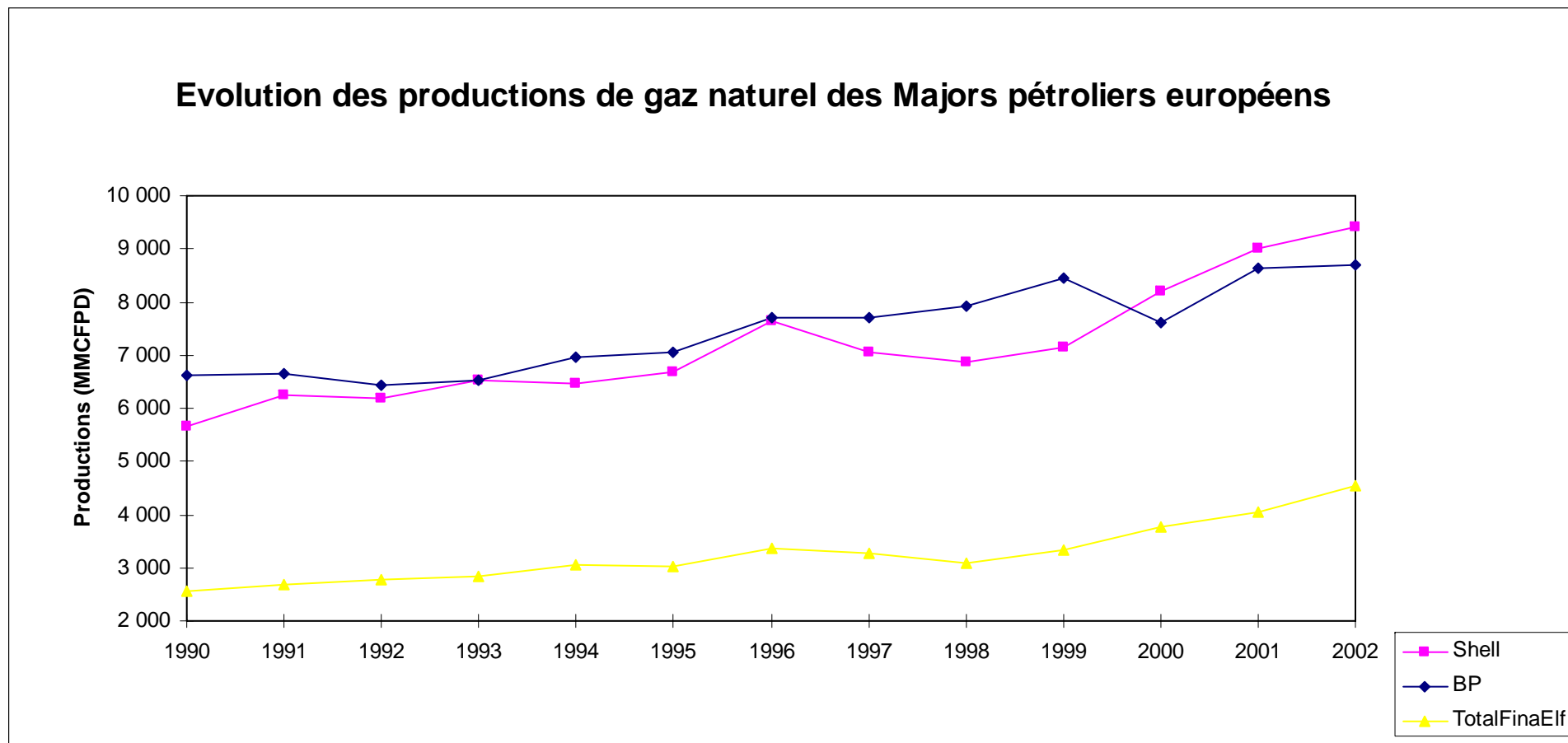


Figure 1.2 : Graphique des évolutions des productions gazières des MPE



Annexe 2 : Les positions gazières et électriques des MPE

Nous décrivons ici les positions gazières et électriques des MPE afin de nous rendre compte de l'ampleur de leur mouvement d'intégration verticale dans l'aval gazier.

Tout d'abord, nous présentons, pour chaque groupe, ses positions amont gaz, à savoir ses réserves et productions de gaz naturel (les données et les graphiques correspondants sont présentés en annexe 1). Nous donnons ensuite ses principaux actifs dans le transport du gaz (par gazoducs et méthaniers). Nous abordons après le transport ses activités de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité, en mettant l'accent sur les intérêts qu'il a dans des compagnies gazières ou de services énergétiques (transport et commercialisation de gaz et d'électricité). Enfin, nous présentons ses principaux actifs de production d'électricité, notamment celle à partir du gaz naturel.

1. Réserves et production gazières des trois groupes pétroliers

Le groupe **BP** possède des réserves gazières de 45,844 Tcf dont la majorité aux Etats-Unis et une production journalière de gaz naturel de 8,707 Bcf/d (fin 2002).

Près de 9% des réserves totales du groupe sont situées en Europe dont la majorité au Royaume-Uni.

Ce groupe est le plus important producteur de gaz naturel en Amérique du Nord (4 Bcf/d) (représentant près de 46% de la production totale) et en Europe (1,7 Bcf/d) (près de 20% de la production totale).

Le gaz naturel représente 52% des réserves d'hydrocarbures du groupe et 42% de sa production totale d'hydrocarbures.

Au rythme de sa production actuelle, le groupe dispose de près de 14 années de réserves totales.

L'acquisition des deux compagnies, Amoco et Arco a conforté la position de BP dans le gaz. En effet, ces deux compagnies ont apporté au groupe d'importantes réserves gazières et des activités considérables de marketing du gaz, notamment aux Etats-Unis.

Au moment de l'acquisition d'Amoco (1998), les réserves prouvées de gaz naturel de cette compagnie (607 milliards de m³) représentaient un peu plus que le double de celles de BP (297 milliards de m³). La production de gaz naturel d'Amoco était, quant à elle, deux fois et demi supérieure à celle de BP.

De plus, cette opération a permis au groupe de diversifier son portefeuille d'actifs gaziers. En effet, les réserves de BP étaient concentrées en Europe alors que celles d'Amoco s'étendaient sur une grande partie du globe, avec une présence notable en Amérique du Nord.

Le groupe **Shell**, quant à lui, a des réserves gazières qui s'élèvent à 53,438 Tcf et une production gazière de 9,423 Bcf/d (fin 2002).

Les réserves du groupe se situent principalement en Europe (44%). De même pour la production, 39% est réalisée en Europe.

Le gaz naturel représente 47% des réserves d'hydrocarbures du groupe et 40% de sa production totale d'hydrocarbures.

Le groupe dispose d'environ 17 années de réserves totales au rythme de production actuelle.

Les réserves de gaz naturel de **Total** s'élèvent à 21,575 Tcf et sa production gazière à 4,532 Bcf/d (fin 2002).

Le gaz représente 34% des réserves d'hydrocarbures du groupe, réparties entre le Moyen-Orient, l'Extrême-Orient, l'Europe et l'Amérique Latine. La production du gaz naturel, quant à elle, représente 33% de la production d'hydrocarbures du groupe répartie entre l'Europe, l'Extrême-Orient, l'Afrique, l'Amérique du Nord et l'Amérique Latine.

Le groupe dispose d'environ 15 ans de réserves de gaz.

Les réserves gazières des trois groupes pétroliers ne sont négligeables. Shell est le groupe qui a le plus de réserves et celui qui produit le plus. Cependant, sa production n'est pas très importante au regard des réserves importantes en sa possession.

2. Transport de gaz naturel

Le groupe **BP** possède un intérêt de 10% dans Interconnector, un gazoduc sous-marin d'une capacité de 1,9 Bcf/d (700 Bcf/y), d'une longueur de 240 km et d'une largeur de 40 pouces, qui relie Bacton au Royaume-Uni à Zeebrugge en Belgique. Ce gazoduc permet de relier les marchés gaziers du Royaume-Uni à ceux de l'Europe Continentale.

Le groupe a également un intérêt de 29,5% dans le Central Area Transmission System (CATS), un gazoduc de 400 km, et d'une capacité de 1,7 Bcf/d, localisé au centre de la partie anglaise de la Mer du Nord.

Un projet de gazoduc est en cours d'étude (en association) pour acheminer le gaz naturel de l'Alaska aux marchés nord-américains.

Pour ce qui est de la liquéfaction du gaz naturel, le groupe a des intérêts dans trois sites GNL : Trinidad, Abu-Dhabi et Australie. De plus, un nouveau projet est en cours en Indonésie, en Espagne, et en Chine.

Au Trinidad et Tobago, le groupe a un intérêt de 34% dans le premier train de liquéfaction Atlantic LNG et est le seul fournisseur de gaz naturel pour ce train.

En Espagne, le groupe est présent (intérêt de 25%) dans le projet Bahia de Bizkaia à Bilbao. Il s'agit d'un terminal GNL, d'un site de regazéification, d'une installation de stockage de gaz (300 000 m³) et d'une centrale de cycle combiné au gaz d'une capacité de 800 MW.

En Chine, le groupe possède un joint-venture (30%) pour le développement du projet Guangdong, le premier terminal de GNL en Chine. La phase 1 de ce projet aura une capacité de 3 millions de tonnes par an et 300 km de pipeline associé qui reliera le terminal à la région. De plus, le groupe a signé (en mars 2000) un joint-venture avec PetroChina. Il s'agit d'une coopération pour la construction d'infrastructures gazières (principalement un terminal GNL) pour fournir du gaz naturel (domestique ou importé sous forme de GNL) aux régions autour de Shanghai et de la rivière Yangtze.

En Australie, le groupe détient un intérêt de 16,7% du joint-venture North West Shelf et à Abu-Dhabi, 10% dans la joint-venture Abu-Dhabi Gas Liquefaction Company (ADGAS).

Ci-dessous un tableau qui synthétise les principaux actifs de GNL du groupe.

Tableau 2.1 : Intérêts de BP dans des complexes GNL

Région / Pays	Complexe GNL	Intérêt du groupe (%)	Capacité du complexe (millions de tonne par an)
Trinidad et Tobago	1 ^{er} train Atlantic LNG	34	n.d.
Espagne (projet comprenant un terminal de GNL)	Projet Bahia de Bizkaia	25	n.d.
Chine (projet)	Guangdog (JV)	30	3 (phase 1)
Australie	Nortg West Shelf (JV)	16,7	n.d.
Abu-Dhabi	Adgas	10	5,6

Le groupe **Shell** a en Allemagne un intérêt de 50% dans le joint-venture BEB de production d'hydrocarbures et de transmission de gaz naturel et 25% de Thyssengas (compagnie de transmission et de distribution de gaz naturel). Il a également plusieurs intérêts minoritaires dans d'autres compagnies de transmission et de distribution de gaz naturel dans le pays à travers le joint-venture BEB : Ferngas Salzgitter (6,75%), Erdgas Munster (13,85%), VGN (5,25%) et Hamburger Gas Werke (5%).

En Bolivie, le groupe a acquis un intérêt de 25% dans Transredes, une compagnie de transport de gaz et de pétrole.

D'autres intérêts sont détenus par le groupe dans le transport de gaz naturel en Egypte, en Syrie, en Australie et au Brésil.

Pour ce qui est des actifs de GNL, le groupe détient des intérêts dans trois complexes de GNL importants (Brunei, Malaisie et Australie) et d'autres en construction (Nigeria et Oman) comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 2.2 : Intérêts de Shell dans des complexes GNL

Région / Pays	Complexe GNL	Intérêt du groupe (%)	Capacité du complexe (millions de tonne par an)
Afrique			
Nigeria	Bonny	25,6	5,9
Moyen-Orient			
Oman	Qalhat	30	6,6
Asie pacifique			
Australie	Karratha	22,4	7,5
Brunei	Lumut	25	7,1
Malaisie	Bintulu	15	17,0

De plus, en Russie, le groupe a un intérêt de 55% dans Sakhalin Energy Investment Company. Cette compagnie est en charge, entre autres, de la construction, dans le sud de l'île Sakhalin, de deux trains GNL d'une capacité de 9,6 tonnes par an pour exporter le gaz aux marchés du GNL de l'Asie pacifique.

Le groupe **Total** a, quant à lui, finalisé des acquisitions dans plusieurs actifs de transport de gaz naturel en Argentine, Chili et Brésil en 2001.

Le groupe détient déjà plusieurs intérêts dans des gazoducs en Norvège, au Royaume-Uni (10% dans Interconnector), aux Pays-Bas, au Myanmar (et Thaïlande), en Amérique du Sud et en France (GSO et CFM). GSO opère un réseau haute pression de 4 300 km et CFM, un réseau de 6 700 km.

Au Qatar, le groupe détient 24,5% du projet Dolphin qui a pour but d'alimenter en gaz la région des Emirats.

Pour ce qui est du transport par GNL, le groupe possède des intérêts dans six projets de GNL : Adgas en Abu-Dhabi, Qatargas au Qatar, Oman LNG en Oman, Bonny au Nigeria, Bontang en Indonésie, Yemen LNG (en projet) au Yémen. Ces intérêts sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau 2.3 : Intérêts de Total dans des complexes GNL

Région / Pays	Complexe GNL	Intérêt du groupe (%)	Capacité du complexe (millions de tonne par an)
Afrique Nigeria	Bonny	15	5,9
Moyen-Orient Abu-Dhabi	Adgas	5	5,6
Qatar	Qatargas	10	7,6
Oman	Oman LNG	5,54	6,6
Yémen (projet)	Yemen LNG	36	6,2
Extrême-Orient Indonésie	Bontang	30	21,9

Au total, le groupe était présent dans 40% des capacités mondiales de GNL en 2001.

Les trois groupes pétroliers sont très présents dans le transport du gaz naturel (par gazoducs ou par méthaniers). Leurs nombreux intérêts dans les plus importants complexes de GNL dans le monde reflètent leur souci d'acheminer leur production gazière sur de longues distances pour fournir des marchés très captifs.

3. Commercialisation de gaz naturel et de l'électricité

BP commercialise du gaz naturel et de l'électricité principalement aux Etats-Unis et au Royaume-Uni.

L'Amérique du Nord constitue le plus important marché gazier pour le groupe. En effet, sa production gazière dans cette région représente près 48% de la production gazière totale. Les volumes des ventes de gaz naturel dans la région sont passés de 5,4 Bcf/d en 1999 à 9,7 Bcf/d en 2000 et à 13,4 Bcf/d en 2001. Parmi ces ventes, 4,1 Bcf/d (3,6 Bcf/d en 2000) ont été faites à partir des opérations de production du groupe dans la région. Le groupe commercialise du gaz dans cette région aux clients commerciaux et industriels et aux revendeurs.

Aux Etats-Unis, BP a fait l'acquisition de IGI Resources Inc. qui est une compagnie de services énergétiques (filiale de Intermountain Industries, un groupe de transport et de trading de gaz naturel et d'électricité dans l'Ouest américain et au Canada).

Au Canada, le groupe a fait l'acquisition de la compagnie ProGas Limited qui est le second plus important fournisseur de gaz du pays.

Le Royaume-Uni est le second grand marché gazier du groupe en termes de production et de ventes. En effet, le groupe est le plus important producteur de gaz naturel dans ce pays et le volume des ventes de gaz naturel a atteint 2,6 Bcf/d en 2001 dont 1,7 Bcf/d provenaient des opérations de production gazière du groupe dans le pays.

Des volumes de gaz naturel sont vendus, sous des contrats de fourniture de long terme, à des clients comme Centrica, le plus grand distributeur de gaz au Royaume-Uni.

Cependant, la majorité des ventes de gaz sont destinée aux clients commerciaux et industriels, les compagnies de génération électrique et aux revendeurs (de gros) de gaz naturel.

En Europe du Nord, BP a établi des activités de commercialisation de gaz naturel et de l'électricité aux Pays-Bas, en Belgique, en France et en Allemagne.

En Allemagne, le groupe a pris un intérêt de 51% dans le capital de Pmax, une filiale de Pragma Holding chargée de la commercialisation de l'électricité aux municipalités locales de distribution et aux moyens et grands industriels.

En Europe du Sud, le groupe se concentre sur les marchés espagnols et italiens du fait de leur croissance rapide. De plus, le marché espagnol est caractérisé par une dérégulation des industries gazières plus avancée en comparaison aux autres pays de l'Europe Continentale. Le groupe a développé ses positions dans ce pays pour être le premier fournisseur étranger de gaz naturel aux clients industriels, ce qui lui permet de maintenir une part de 7% du marché des industriels éligibles.

Pour conforter ces positions, il détient le maximum de part (25%) permise par le Release Gas program lancé par les autorités espagnoles*.

De plus, le groupe a obtenu en 2002 une licence de commercialisation d'électricité dans le pays.

Les volumes des ventes de gaz naturel du groupe ont augmenté de 14,5 Bcf/d en 200 à 18,8 Bcf/d en 2001. La répartition de ces ventes dans le monde est donnée dans le tableau suivant :

Tableau 2.4 : Répartition des volumes des ventes de gaz naturel de BP

Pays / Région	Volumes du gaz vendu** (en millions pieds cubes par jour) (au 31 décembre)		
	2001	2000	1999
Royaume-Uni	2 641	2 526	1 693
Reste de l'Europe	213	178	167
Etats-Unis	8 327	6 524	3 023
Reste du monde	7 613	5 243	3 023
Total	18 794	14 471	30

* Il s'agit d'un programme qui oblige le distributeur de gaz espagnol, Gas Natural de libérer 150 Bcf de gaz naturel à de nouveaux entrants sur une période de deux ans à partir de décembre 2001

** Incluent les ventes aux marchés de gros et aux clients finals, ainsi que le trading

Shell commercialise du gaz naturel et de l'électricité à travers ses filiales dans les différentes régions du monde.

En Amérique du Nord, le groupe opère un réseau de commercialisation (gaz et électricité) à travers sa filiale (100%) Coral Energy. Cette filiale bénéficie d'un accès aux actifs de génération électrique, aux installations de transport (gazoducs) et de stockage de gaz naturel de la joint-venture InterGen.

Shell Energy Services (SESCo), l'une des compagnies du groupe, est active dans les marchés de vente au détail de gaz naturel et d'électricité. SESCO a commencé ses services de distribution aux clients finals dans quelques régions aux Etats-Unis : Atlanta et Georgia.

En Europe, le groupe a créé une division Shell Gas Direct chargée de la fourniture du gaz naturel aux clients industriels et commerciaux au Royaume-Uni. A travers cette division, le groupe a fait l'acquisition des activités de distribution de gaz naturel de Texaco et de Total au Royaume-Uni et du portefeuille de clients de la compagnie Alliance Gas Limited, ce qui lui a permis d'avoir 1 400 nouveaux clients.

Shell Gas Direct a vendu environ 2,5 milliards de m³ de gaz naturel aux commerciaux et industriels en 2001 et un volume de plus en plus croissant d'électricité. De plus, cette division a vendu du gaz et de l'électricité à 8 500 clients commerciaux et industriels au Royaume-Uni en 2000.

Par ailleurs, Shell Energy Limited commercialise du gaz et de l'électricité dans toute l'Europe.

Le groupe commercialise de l'électricité en Allemagne, en Norvège (au secteur commercial et aux industriels) et en Suède (aux industriels).

Aux Pays-Bas, Shell Energy et la compagnie de distribution de gaz néerlandaise Eneco ont formé un joint-venture (50/50): Eneco Shell Energy Partnership pour la commercialisation de l'électricité.

De plus, le groupe possède un intérêt de 25% dans la compagnie gazière hollandaise Gasunie. En 2001, cette compagnie a vendu 80 millions m³ de gaz à la fois aux marchés extérieurs et aux marchés intérieurs.

En Espagne, le groupe commercialise le gaz naturel et l'électricité à travers Shell España.

En Grèce, une concession de 30 ans a été signée entre le gouvernement grec et les membres du consortium composé de Cinergy Global et Shell Gas B.V pour le développement et l'opération d'un système gazier en Grèce. Ce consortium détient 49% de la compagnie gazière grec EPA Attiki. Le système de distribution de gaz naturel de cette région servait, 8000 clients, le consortium Cinergy/Shell devrait étendre le système pour atteindre plus de clients dans la région.

En Belgique, le groupe a un intérêt de 16,7% dans Distrigaz, une compagnie belge de commercialisation et de trading de gaz naturel.

Au Brésil, un consortium composé de la compagnie gazière britannique BG et de Shell a été formé pour participer à la privatisation de la compagnie nationale brésilienne de distribution de gaz naturel : Comgas. Shell détient 18,2% d'intérêt dans cette compagnie.

En Chine, le groupe a signé un contrat d'alliance stratégique avec la compagnie pétrolière chinoise CNOOC qui comprend, entre autres, la commercialisation du gaz naturel aux consommateurs industriels (y compris les électriciens) et aux municipalités de la Côte Est de la Chine.

En Inde, Gail (the Gas Authority of India Limited) et Shell Gas ont signé une alliance stratégique pour explorer des opportunités dans le secteur gazier. Il a été convenu, entre autres, de développer un système de transport et de distribution dans le but de commercialiser du gaz naturel dans le pays.

Le groupe procède à l'extension des activités de commercialisation de gaz et d'électricité en Australie. En effet, le groupe a pris un intérêt de 40% dans Pulse Energy Pty Ltd., une compagnie de vente au détail du gaz naturel et d'électricité à Victoria.

Le groupe a également un intérêt de 25,5% de la phase Gaz Domestique de la joint-venture formée pour développer les champs gaziers du North-West Shelf (NWS).

Enfin, en Egypte, le groupe a fait l'acquisition de 18% de la compagnie gazière égyptienne Natgas qui possède une concession de 20 ans pour la construction et l'opération du réseau de transmission et de distribution de GN pour les clients industriels et commerciaux.

Le groupe **Total** détient en France un intérêt de 70% dans Gaz du Sud-Ouest (GSO) et de 45% dans la Compagnie Française du Méthane (CFM), deux compagnies de transport et de commercialisation de gaz naturel en France. Les ventes de GSO aux compagnies de distribution et aux industriels représentent 9% du marché français. Quant à CFM, ses ventes couvrent 20% du marché français.

Le groupe possède également 25% du capital de Gaz de Strasbourg et 16% de celui de Gaz de Bordeaux.

Total Gas & Power (UK) commercialise du gaz naturel et de l'électricité au Royaume-Uni, incluant sa propre production et la production des tiers à travers des contrats de long terme et des contrats spot. Les quantités de gaz vendues sur les marchés commerciaux et industriels étaient de 100 Bcf en 2001, ce qui représentait une part de marché d'environ 12%.

Total Gas & Power North Europe a été créée pour gérer la commercialisation du gaz et de l'électricité en Europe du Nord (notamment l'Allemagne et le Benelux).

De même, Cepsa Gas Comercializadora (un joint-venture 50/50 avec Cepsa) a été créée pour gérer la commercialisation de gaz en Espagne. A travers ce joint-venture, le groupe participe dans l'étude de Medgaz, un projet de gazoduc qui relierait l'Algérie à l'Espagne.

Aux Etats-Unis, les volumes vendus par le groupe étaient d'environ 194 Bcf de gaz naturel en 2001.

Les volumes de gaz naturel (sous forme gazeuse ou liquide) vendus par le groupe dans les différentes régions sont donnés dans les tableaux suivants :

Tableau 2.5 : Les ventes de gaz par gazoducs de Total (millions de pieds cube par jour)

	2001	2000	1999
Amérique du Nord	222	238	255
Europe	1763	1737	1686
Royaume-Uni	701	709	738
France	159	161	169
Norvège	501	451	395
Pays-Bas	399	409	376
Italie	3	7	8
Amérique Latine	269	221	187
Argentine	251	219	185
Colombie	3	2	2
Bolivie	15	-	-
Asie	423	319	257
Indonésie	57	52	41
Thaïlande	189	177	188
Myanmar	126	43	1
Brunei	51	47	27
Afrique	36	141	45
Total	2 713	2 656	2 430

Source : Factbook TotalFinaElf 2001

Tableau 2.6 : Les ventes de GNL de Total (en milliers de tonnes par an)

	2001	2000	1999
Abu-Dhabi (Adgas)	270	262	261
Qatar (Qatargas)	725	685	578
Oman	321	128	-
Indonésie	3 727	3 771	3 433
Nigeria	851	693	26
Total	5 894	5 539	4 298

Source : Factbook TotalFinaElf 2001

Il est prévu que les ventes de GNL du groupe augmenteraient de 5,9 Mt en 2001 à environ 10 Mt en 2007.

Les trois groupes sont très actifs dans la commercialisation du gaz naturel. Leurs actifs correspondent surtout à des achats de compagnies de commercialisation de gaz et d'électricité, ce qui constitue pour eux un moyen simple pour avoir immédiatement un portefeuille de clients important.

4. Actifs de production électrique

BP possède cinq centrales électriques opérationnelles et opère 13 sites d'électricité et de chaleur combinées (CHP).

De plus, le groupe a effectué des prises de participation dans des projets électriques d'une capacité totale de 5 GW (dont 2 GW sont consacrés à l'usage interne du groupe) et opère ou construit des projets électriques indépendants d'une capacité de 1 100 MW.

En Amérique du Nord, le groupe développe (à travers un joint-venture 50/50 avec Cinergy Solutions) un projet de construction d'une centrale de cogénération à partir du gaz naturel d'une capacité de 570 MW dans le complexe de raffinage et de pétrochimie du groupe situé à Texas City. Le groupe sera le fournisseur de gaz naturel de la centrale. Il est prévu que l'excédant de la production d'électricité, après l'alimentation du complexe, serait commercialisée à l'extérieur.

En Amérique Latine, le groupe a été sélectionné avec Repsol YPF (et d'autres compagnies non pétrolières) par le gouvernement brésilien pour participer dans un programme de génération électrique établi par le Ministère des Mines et de l'Energie brésilien. Il s'agit de développer 46 nouveaux sites de génération électrique à travers le pays.

Au Royaume-Uni, le groupe détient 60% d'intérêt dans un projet de génération électrique à partir du gaz (capacité de 400 MW) à Great Yarmouth. Le groupe est chargé de la fourniture du gaz naturel à la centrale à partir de son site de processing de gaz localisé à Bacton.

En Espagne, le groupe a une alliance stratégique avec Repsol, Iberdrola et EVE (l'autorité d'énergie basque) pour, entre autres, développer de nouveaux projets de génération d'électricité à partir du gaz naturel dans le pays.

Cette alliance comprend la joint-venture Trinidad and Tobago Electricity Company (intérêt du groupe : 10%), le projet électrique à Bilbao (centrale électrique à cycle combiné d'une capacité de 800 MW, intérêt du groupe : 25%) et d'autres accords.

Des projets similaires à ceux développés en Espagne vont être lancés en Italie.

En Inde, BP et Primary Energy (une filiale 100% de NiSource, un holding de distribution de gaz naturel, d'électricité et d'eau dans le Midwest et le Nord-Est des Etats-Unis) ont signé un contrat pour la construction d'une centrale de cogénération à partir du gaz naturel dans la raffinerie Whiting du groupe. Cette centrale aura une capacité de 525 MW et une production importante de vapeur.

Le groupe **Shell** a commencé à développer ses intérêts dans l'électricité depuis 1996.

Le groupe a acquis 50% du capital de InterGen (filiale 100% de Bechtel Enterprises, une compagnie de développement, d'engineering, de construction et de gestion de projets).

Shell et Bechtel ont étendu leur alliance InterGen. A l'issue de cet accord, plusieurs actifs de Coral Energy (filiale 100% de Shell de commercialisation et de trading de gaz naturel et de l'électricité) ont été transférés à InterGen, parmi lesquels il y a des intérêts électriques dans quatre centrales électriques (500 MW de capacité au total) : une déjà opérationnelle et trois en construction. De plus, l'intérêt de Shell dans InterGen est passé de 50% à 68%.

A travers InterGen, le groupe opère ou construit 20 centrales électriques qui correspondent à une capacité totale de 15 065 MW. De plus, InterGen possède une capacité additionnelle de 6 435 MW correspondant à des projets de centrales en développement.

InterGen a des projets opérationnels, en construction ou en développement au Royaume-Uni, aux Philippines, en Colombie, au Mexique, en Chine, en Egypte, au Brésil, en Australie, en Turquie, aux Pays-Bas, au Singapour, aux Etats-Unis et en Espagne.

De plus, cette filiale a mis en service quatre nouvelles centrales électriques, ramenant ainsi sa capacité de génération (nette) à 1,2 GW.

A la fin 2000, le groupe avait des intérêts dans 12 autres centrales électriques en construction (dont la capacité totale nette est de 5,3 GW) en Chine, en Grande-Bretagne, en Turquie, en Australie, au Mexique et aux Etats-Unis. En 2000, le financement des six d'entre elles a été assuré : une au Mexique, trois en Turquie, une aux Etats-Unis et une en Australie. D'autres centrales électriques d'une capacité totale nette de 6,6 GW sont à l'étude aux Etats-Unis, au Brésil, au Mexique, en Grande-Bretagne et aux Pays-Bas.

De plus, le groupe possède des centrales électriques et leurs systèmes de distribution pour l'alimentation de ses sites de production, de raffinage et de chimie (total maximum de 300 MW).

Au Brésil, un consortium (Onyx Generating) composé de InterGen, Shell Generating Ltd. (filiale de Shell), VBC Energia (compagnie brésilienne) a été formé pour le projet d'une centrale à cycle combiné (Sao Paulo I et II) d'une capacité de 900 MW à Sao Paulo. Le gaz utilisé est acheminé à travers le gazoduc Bolivie-Brazil du groupe.

De plus, le groupe a acquis un intérêt dans une centrale électrique au gaz et de son gazoduc associé à Cuiaba.

Ce projet intégré comprend une centrale électrique à cycle combiné (capacité de 480 MW) située dans l'Etat de Mato Grosso dans l'Ouest du Brésil et un gazoduc de 630 km en Bolivie et au Brésil qui va alimenter cette centrale. Shell a actuellement un intérêt de 37% dans la centrale électrique et le gazoduc.

Le groupe a également des intérêts dans des centrales électriques opérationnelles en Colombie.

En Turquie, des projets de trois nouvelles centrales électriques ont démarré en 2000.

Depuis 1998, Shell possède une participation dans le projet Gas-to-Power à Malampaya aux Philippines qui prévoit, entre autres, la construction de plusieurs centrales électriques au gaz naturel d'une capacité totale de 2 700 MW (1200 MW à Ilijan, 1000 MW à Santa Rita et 500 MW dans la région de Calabarzon).

De plus, une centrale de capacité de 750 MW est prévue pour les réserves de gaz à Kudu en Namibie.

Le groupe **Total**, quant à lui, possède des actifs électriques opérationnels en Argentine, au Royaume-Uni, à Abu-Dhabi et en Thaïlande, ainsi que des projets en construction ou à l'étude en France, en Italie, en Inde, au Chili, en Chine et en Arabie Saoudite.

En Argentine, le groupe a fait l'acquisition des actifs argentins de génération et de transmission électrique de la société chilienne Gener d'une puissance installée totale de 4200 MW à l'issue de l'OPA lancée par AES pour l'acquisition de la majorité du capital de Gener.

Ces accords concernent les actifs suivants :

- 63,9% de la société Central Puerto (puissance installée d'environ 2165 MW),
- 100% de la centrale de TermoAndes et de la ligne électrique associée InterAndes,
- 70% de la société Hidroneuquèn qui détient 59% de la centrale Piedra del Aguila (centrale hydroélectrique).

De plus, un projet de centrale électrique au Chili est en cours d'étude.

En France, le groupe et EDF ont signé un protocole d'accord pour l'étude d'un projet de construction d'une unité de cogénération à Dunkerque dans le site de la raffinerie des Flandres du groupe. Il est prévu que cette installation produirait à partir des gaz de la raffinerie et d'un complément de gaz naturel, à la fois 100 à 150 MW d'électricité et de la vapeur nécessaire aux unités de la raffinerie. Ce projet est actuellement gelé.

De plus, le groupe a signé un accord avec EDF et Texaco pour la réalisation d'une centrale de cogénération qui sera implantée sur le site de la raffinerie du groupe à Gonfreville l'Orcher (Normandie). Total, EDF et Texaco détiendront dans cette nouvelle centrale des intérêts respectifs de 25%, 50% et 25%. La centrale aura une capacité électrique de 260 MW et produira 375 tonnes/heure de vapeur et alimentera prioritairement la raffinerie et le complexe pétrochimique voisin d'AtoFina, filiale de Total. Cette installation a été mise en service fin 2002. Elle a été conçue de manière à pouvoir, dans une seconde phase (TFE : 50%, Texaco : 50%), être alimentée par une unité de gazéification intégrée à un cycle combiné IGCC (procédé de Texaco).

Au Royaume-Uni, le groupe a porté sa participation de 12,5% à 40% dans la société britannique Humber Power Ltd., propriétaire de la centrale électrique South Humber Bank. La société britannique Centrica détient les 60% restants du capital de cette société.

La centrale South Humber Bank est une centrale à cycle combiné d'une capacité de 1260 MW qui consomme annuellement environ 2 milliards de m³ de gaz naturel et qui produit près de 10 TWh d'électricité par an.

Le groupe commercialise 40% de la production d'électricité de cette centrale sur le marché et fournit 40% du gaz consommée, soit environ 32 Bcf par an.

En Italie, le groupe et deux compagnies italiennes (SITEL et ERG Petroli) ont signé un accord pour étudier la faisabilité d'un projet de construction d'une centrale électrique près de Rome qui sera implantée sur une partie du site de la raffinerie dont le groupe possède 57,5% (ERG Petroli 22,5%). Une société commune a été créée pour mener les études techniques et économiques de ce projet : Roma Energie (Total : 45%, Sitel : 35% et ERG Petroli 20%). Cette centrale sera composée de deux turbines à gaz (capacité 400 MW chacune) et alimentera en vapeur et en électricité la raffinerie. L'électricité produite après l'alimentation de la raffinerie sera commercialisée sur le marché électrique italien.

Par ailleurs, en association avec la compagnie électrique Tata Electric et la compagnie gazière nationale indienne Gail, le groupe opère un projet GNL Indigaz en Inde pour alimenter une centrale électrique dans le pays. Le projet est actuellement gelé.

En Thaïlande, le groupe détient 28% du projet Ban Bo. Il s'agit d'une centrale électrique à cycle combiné de 350 MW avec une possibilité d'extension à une capacité à 1500 MW.

De plus, des projets de centrales électriques en Chine sont à l'étude.

A Abu-Dhabi, le groupe a pris des intérêts en association avec Tractebel dans un projet d'acquisition et d'extension de la centrale électrique (capacité initiale : 225 MW, extension à 1350 MW) et de l'usine de dessalement de Taweelah. A cette fin, une société composée de l'ADWEA (Autorité d'Abu-Dhabi de l'Eau et de l'Electricité) à hauteur de 60% et du consortium réunissant à parts égales Total (20%) et Tractebel (20%) a été formée.

En Arabie Saoudite, Total a récemment répondu à l'appel d'offres lancé par le gouvernement saoudien pour la construction de centrales électriques alimentées au gaz dans le pays (projet CV3 en partenariat avec Shell et ConocoPhillips). Ce projet est en cours de négociation commerciale avec les autorités.

Les trois groupes pétroliers ont des actifs de production d'électricité à partir du gaz naturel de plus en plus importants et un peu partout dans le monde. Le plus actif reste Shell avec son joint-venture InterGen qui a des projets considérables en construction ou en opération.

En conclusion, nous pouvons dire que les trois groupes pétroliers sont de plus en plus présents sur la chaîne gazière. Avant, ils ne faisaient que la production et la commercialisation du gaz naturel sur le marché du gros. A présent, leurs opérations sont de plus en plus nombreuses dans les segments de l'aval de la chaîne gazière.

Tableau 2.7 : Récapitulatif des principaux actifs de commercialisation de gaz naturel et de l'électricité des MPE

	Présence géographique	Acquisitions d'actifs
BP	<ul style="list-style-type: none"> - Etats-Unis (gaz et électricité) - Royaume-Uni (gaz et électricité) - Allemagne (gaz et électricité) - Pays-Bas (gaz et électricité) - France (gaz et électricité) - Belgique (gaz et électricité) - Espagne (gaz et électricité) - Italie (gaz et électricité) 	<ul style="list-style-type: none"> - IGI Resources (Etats-Unis) (gaz et électricité) - 51% de Pmax (Allemagne) (électricité)
Shell	<ul style="list-style-type: none"> - Etats-Unis (gaz et électricité) - Brésil (gaz) - Royaume-Uni (gaz et électricité) - Norvège (électricité) - Suède (électricité) - Allemagne (électricité) - Pays-Bas (gaz et électricité) - Espagne (gaz et électricité) - Grèce (gaz) - Belgique (gaz) - Chine (gaz) - Inde (gaz) - Australie (gaz et électricité) - Egypte (gaz) 	<ul style="list-style-type: none"> - 18,2% de Comgas (Brésil) (gaz) - 49% de EPA Attiki (Grèce) (gaz) - 18% de Natgas (Egypte) (gaz) - 40% de Pulse Energy (Australie) (gaz et électricité) - 16,7% de Distrigaz (Belgique) (gaz) - 25% de Gasunie (Pays-Bas) (gaz)
Total	<ul style="list-style-type: none"> - Etats-Unis (gaz) - Argentine, Bolivie (gaz) - Royaume-Uni (gaz et électricité) - France, Espagne (gaz) - Allemagne, Benelux (gaz et électricité) - Norvège (gaz) - Afrique (gaz) 	<ul style="list-style-type: none"> - 70% dans Gaz du Sud-Ouest (GSO) (France) (gaz) - 45% dans Compagnie Française du Méthane (France) (gaz) - 25% dans Gaz de Strasbourg (France) (gaz) - 16% dans Gaz de Bordeaux (France) (gaz)

Tableau 2.8 : Récapitulatif des principaux actifs des MPE dans la production de l'électricité à partir du gaz naturel

	Actifs	Pays	Organisation et partenaires
BP	<ul style="list-style-type: none"> - Centrale de cogénération (570 MW) - 25% du projet Bahia de Bizkaia (CC 800 MW) - 60% de Great Yarmouth Power (CC 400 MW) - 46 projets de génération électrique à l'étude - Centrale de cogénération (525 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> - Etats-Unis - Espagne - Royaume-Uni - Brésil - Inde 	<ul style="list-style-type: none"> - J-V (50%) avec Cinergy Solutions, Inc. - Partenariat avec Repsol et Iberdrola EVE - Acquisition - Consortium - Partenariat avec Primary Energy
Shell	<ul style="list-style-type: none"> - 21 projets de centrales électriques en opération ou en construction (capacité totale 16 690 GW) par InterGen • Projet Sao Paulo I et II (CC 900 MW) • 37% du projet électrique Cuiba (CC 480 MW) • Projets de construction de centrales électriques (capacité totale : 2 700 MW) • Projet de centrale électrique (750 MW) (pour les réserves de gaz à Kudu) 	<ul style="list-style-type: none"> - Etats-Unis, Grande Bretagne, Philippines, Colombie, Mexico, Chine, Egypte, Turquie, Brésil, Australie, Pays-Bas, Espagne et Singapour • Brésil • Brésil • Philippines • Namibie 	<ul style="list-style-type: none"> • Consortium Onyx Generating : InterGen, Shell Generating et VBC Energia • Association • Association First Gas Power

Total	<ul style="list-style-type: none"> - Projet de construction d'une unité de cogénération dans la raffinerie des Flandres (100 à 150 MW) - Centrale de cogénération (260 MW) dans la raffinerie de Gonfreville - 40% de Centrale Humber Power (CC 1260 MW) - 45% du projet de construction d'une centrale électrique à Rome (TAG 800 MW) - 63,9% de la société Central Puerto (2 165 MW) - Projet Indigaz (mis en veille) - Projet EPEC Ban Bo (350 MW ext. à 1 500 MW) - 20% du projet Taweelah (CC 1 350 MW) - Projets à l'étude 	<ul style="list-style-type: none"> - France - France - Royaume-Uni - Italie - Argentine - Inde - Thaïlande - Abu-Dhabi - Chili, Chine, Arabie Saoudite 	<ul style="list-style-type: none"> - Protocole d'accord avec EDF - Accord avec EDF et Texaco - Prise de participation - Joint-venture avec ERG Petroli et Sitel - Prise de participation - Association avec Tata Electric et GAIL - Association - Consortium avec Tractebel, ADWEA
--------------	---	---	--

Annexe 3 : Les techniques de production d'électricité à partir du gaz naturel

1. La cogénération

La cogénération permet, à partir d'un seul combustible (gaz naturel, fioul, charbon, etc.), de produire simultanément de la chaleur et de l'énergie mécanique. Cette dernière est utilisée pour entraîner des alternateurs pour produire de l'électricité. L'énergie thermique récupérée provient des gaz d'échappement et des fumées dégagées lors de la production d'énergie mécanique. La cogénération met donc à disposition chaleur et électricité avec un rendement global nettement plus élevé que celui donné par des filières séparées (centrale électrique classique et chaudière conventionnelle).

Le système de cogénération est constitué d'une chaudière, d'un moteur qui permet d'avoir une énergie mécanique et d'un alternateur mis en route par cette énergie pour produire l'électricité. Le moteur peut être une turbine à vapeur ou une turbine à gaz ou toute autre technique qui a la même fonction.

Le combustible peut être n'importe quel fossile : fioul, charbon ou gaz naturel

Nous nous intéresserons dans la suite au combustible gaz et aux deux techniques les plus répandues et celles utilisées dans la production à grande échelle et qui sont la turbine à vapeur et la turbine à gaz.

Les turbines à vapeur sont utilisées depuis des décennies par des industries lourdes telles que la chimie, papeterie, sucrerie, etc., et ne connaissent pas d'évolution à l'heure actuelle. Leur puissance unitaire peut atteindre 120 MW. Le système cogénération avec turbines à vapeurs est constitué d'une chaudière haute pression, d'une turbine à vapeur et d'un alternateur.

L'évolution récente de l'industrie électrique a été marquée par l'essor de la turbine à gaz.

En effet, cette technologie a représenté près de 50% du marché mondial des commandes de centrales électriques thermiques dans les années 1990. Cependant, la turbine à gaz n'est nullement une nouveauté technique. Les premiers essais pour développer cette technologie datent du début du siècle dernier, mais les premiers prototypes ont vu le jour dans le secteur aéronautique environ 40 ans plus tard. Les premières diffusions des turbines à gaz pour la production d'électricité datent de la fin des années quarante, mais leur essor s'est produit dans les années 80/90.

Elles sont utilisées depuis 1985 par les industries et les réseaux de chaleur et évoluent rapidement grâce à des progrès techniques considérables. Leur puissance unitaire peut atteindre 250 MW. Le système cogénération avec turbines à gaz est constitué d'une chaudière de récupération, d'une turbine à gaz, d'un alternateur et éventuellement, d'une installation post-combustion.

La différence essentielle qui existe entre les techniques de cogénération et les centrales électriques thermiques classiques ou nucléaires réside dans la récupération et l'utilisation de la chaleur produite par le système. Dans le cas des centrales thermiques traditionnelles, la vapeur turbinée pour produire l'électricité est rejetée dans le milieu naturel.

Le rendement énergétique de la cogénération est très élevé (il peut atteindre 90%) et il s'est fortement accru avec les progrès techniques réalisés sur les turbines à gaz dans les années 80 et 90.

La cogénération permet des économies d'énergie primaire par rapport à des productions séparées d'électricité (centrales électriques) et de chaleur (chaudières des utilisateurs).

De plus, cette technique permet une diversification du parc de production électrique et peut, sous certaines conditions, permettre d'éviter des coûts de développement des réseaux électriques et des pertes en ligne (productions décentralisées).

Les secteurs de l'industrie et de l'énergie représentent une part dominante dans la production totale d'électricité (61%) et de chaleur (71%) du parc existant de cogénération. Dans l'industrie, les équipements de cogénération sont concentrés dans les sucreries, la chimie et les papeteries.

La cogénération a plusieurs avantages, elle permet de :

- Limiter l'utilisation des combustibles primaires grâce à son rendement global.
- Utiliser différents combustibles (gaz naturel, fioul, charbon, déchets domestiques, biomasse, etc.).
- Disposer d'une puissance électrique de base pour les usages prioritaires lors d'incidents sur le réseau public de distribution.
- Décentraliser la production d'énergie.

Parmi les combustibles possibles pour la cogénération, le gaz naturel est considéré comme le combustible le plus propre actuellement disponible sur le marché du fait de sa composition chimique. En effet, le gaz naturel ne contient pratiquement pas de soufre et donc ne produit quasiment pas de dioxyde de soufre (responsable des pluies acides). Les émissions d'oxyde d'azote et de gaz carbonique (responsables de l'effet de serre) sont, à énergie produite équivalente, sensiblement plus faibles que celle du pétrole (20 à 25% d'émissions de dioxyde de carbone en moins) et du charbon (40 à 50% de moins).

Le gaz naturel est donc une solution aux préoccupations de lutte contre la pollution atmosphérique.

De plus, le gaz naturel autorise des utilisations performantes à haute température, notamment sous une turbine, il permet donc d'obtenir un rendement supérieur à celui obtenu à partir d'autres combustibles.

2. Le cycle combiné au gaz naturel

Le cycle combiné au gaz naturel (CCGN) une association d'une turbine à gaz et d'une turbine à vapeur.

Dans les centrales à cycle combiné, la chaleur produite par le combustible brûlé fait fonctionner des turbines à gaz tandis que la dilatation thermique des gaz d'échappement fait tourner des turbines à vapeur.

La réalisation des premiers CCGN a eu lieu dans les années 30. Comme cette technique s'est avérée la plus performante pour la production d'électricité, son développement a été accéléré grâce à ses utilisateurs (des industriels ou des compagnies électriques) qui voulaient optimiser la productivité de leurs installations et donc de leur rentabilité.

Les changements organisationnels de l'industrie électrique ont également largement contribué à la diffusion du CCGN. Cependant, l'existence de cette technologie a été déterminante non seulement pour mettre en place les nouveaux modèles d'organisation, mais aussi pour les approfondir.

En effet, le CCGN a permis l'essor des *IPPs (Independent Power Producers)* grâce à ses faibles coûts unitaires d'investissement, qui ont réduit la barrière à l'entrée due au caractère très capitalistique des techniques conventionnelles.

De plus, du fait de la faible sensibilité des turbines à gaz aux économies d'échelle, les producteurs peuvent utiliser des unités de petite taille sans que leurs positions concurrentielles ne soit menacées par les autres concurrents utilisant des équipements de production de plus grande taille.

Ainsi, dans le développement des nouvelles centrales électriques, les CCGN deviennent l'option de moindre coût, ce qui permet aux IPPs d'avoir une bonne position concurrentielle par rapport aux grands producteurs.

Les avantages du CCGN sont nombreux :

- Rendement élevé
- Performance environnementale élevée en matière d'émissions de CO₂, de SO₂, de NO_x, et de poussières du fait de l'utilisation du gaz naturel comme combustible
- Compétitivité en termes de coûts (coûts d'investissement et coûts opérationnels)
- Délais de construction assez courts
- Plus grande flexibilité du fait de la divisibilité permettant la décentralisation de la production
- Progrès technique accéléré permettant l'amélioration de la technologie
- Couvre une large gamme de puissances

Le rendement de ces turbines pourrait passer de 55% aujourd'hui à 65% en fin de période et leur durée de vie de 25 à 40 ans.

Le CCGN est un mode de production adapté à la pénétration d'un marché. Il a nettement réduit les barrières à l'entrée technologique sur le marché de l'électricité.

De plus, les caractéristiques technico-économiques du CCGN permettent une réduction des risques de capital associés aux changements de réglementation environnementale et de régulation.

□ Economie des techniques de production d'électricité à partir du gaz naturel : comparaison avec les autres filières électriques

Dans la plupart des pays d'Europe, le kWh nucléaire est généralement moins cher que le kWh produit à partir du gaz ou du charbon. Ceci est en partie dû au fait que le coût de production du kWh des centrales thermiques classiques intègre pour une large part le coût du combustible (entre 40 et 60% du total) contrairement aux centrales nucléaires (20% à 30%).

En termes de coûts d'investissement, le cycle combiné est de loin le plus avantageux. Ils sont de l'ordre de 500 à 700 pour ce mode de production, de 1100 à 1500 pour le charbon et de 1300 à 1800 pour le nucléaire. L'investissement pour un CC représente donc 2,6 fois moins que celui d'une unité au charbon et 3,5 fois moins que celui d'un réacteur nucléaire (cf. tableau 3.1).

Tableau 3.1 : Coûts d'investissement comparés des techniques de production d'électricité (en \$ par kW)

Cycle combiné au gaz	Charbon	Nucléaire
500 / 700	1100 / 1500	1300 / 1800

Source : Cedigaz

Alors que le rendement d'une centrale nucléaire n'est que de 33% et celui d'une centrale à charbon est de 38 à 42%, celui d'une centrale à cycle combiné peut atteindre 55% et même plus dans les années à venir (voir tableau ci-dessous).

Tableau 3.2 : Rendements des trois filières (en %)

Cycle combiné au gaz	Charbon	Nucléaire
50/55	38/42	33

Source : Cedigaz

Même si le coût du gaz naturel représente 60 à 70% du coût opératoire d'une centrale cycle combiné au gaz, les coûts d'exploitation et d'entretien ne représente que 6% du coût total de la centrale, alors que ce pourcentage est beaucoup plus élevé pour des centrales à charbon (voir tableau ci-dessous).

Tableau 3.3 : Les coûts d'exploitation et d'entretien (% du Coût total)

Cycle combiné au gaz	TV Charbon	Lift fluidisé
6	15	19

Source : GDF

La compétitivité prix des technologies n'est pas le seul élément de la décision d'investissement, le temps de retour sur investissement est également fondamental. Ceci est élevé lorsque les délais de construction (ou de réalisation) sont courts.

Le délai de construction est seulement de 2 à 3 ans pour la centrale à cycle combiné au gaz alors que ce délai peut aller de 4 à 5 ans pour le charbon et de 6 à 10 ans pour du nucléaire (cf. tableau 3.4).

Compte tenu des coûts d'investissement, le cycle combiné offre de loin les délais de retour sur investissement les plus courts. Ce schéma confirme bien la supériorité du cycle combiné au gaz pour pénétrer un marché.

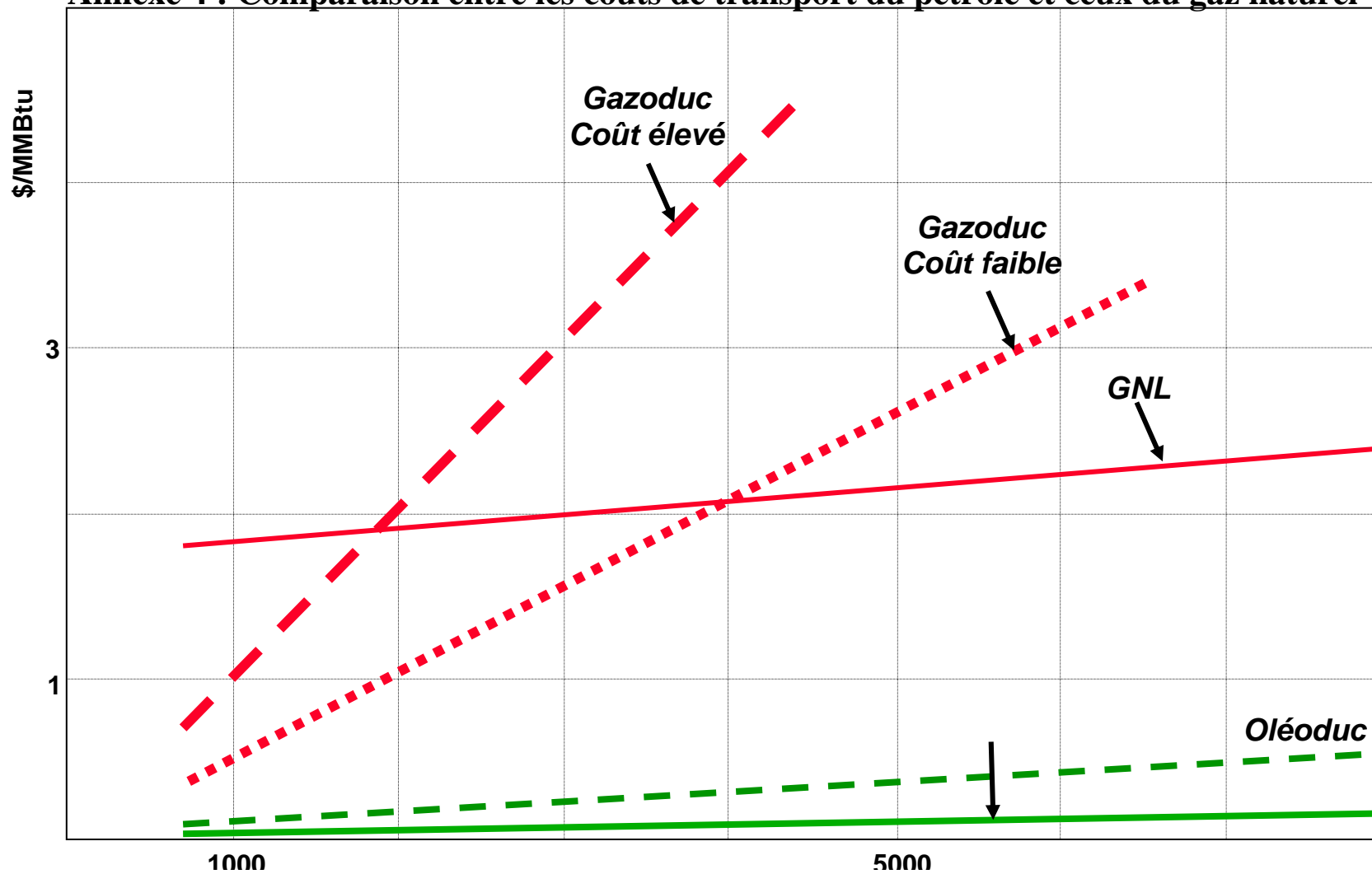
Tableau 3.4 : Les délais de construction (années)

Cycle combiné au gaz	Charbon	Nucléaire
2/3	4/5	6/10

Source : Cedigaz

Enfin, concernant l'impact sur l'environnement, le cycle combiné au gaz n'émet de SO₂ qui est absent dans le gaz et émet seulement 50% de CO₂ émis par une centrale au fioul et 40% de celui d'une centrale à Charbon et un peu plus de 50% des émissions de NO_x d'une centrale à charbon.

Annexe 4 : Comparaison entre les coûts de transport du pétrole et ceux du gaz naturel



Source : ENSPM-FI

Annexe 5 : Synthèse des théories de la firme : Approches et auteurs

Théorie de l'équilibre général	Théorie de l'entreprise Schumpeter	De la théorie managériale au gouvernement d'entreprise	Approches contractuelles de la firme			Théorie de la firme évolutionniste	Théorie des entreprises publiques et réglementation	
			Théorie des coûts de transaction		Théorie de l'agence			Firmes A et J de Aoki
			Coase	Williamson				
<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'entreprise agit dans un univers de concurrence pure et parfaite. La théorie décrit une entreprise "représentative". ▪ Cette entreprise est réduite à son expression technique (fonction de production). ▪ La fonction de production qui résume l'entreprise à la forme suivante : $Y=f(K,L)$ où Y est la quantité produite et K et L les facteurs de production (respectivement le capital et le travail). La productivité marginale des facteurs de production est décroissante. ▪ La firme est une boîte noire qui maximise son profit sous une contrainte de coût. Elle est preneuse de prix (price taker) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'entrepreneur joue un rôle central dans le système capitaliste. ▪ Il est animé par des motivations individuelles de réussite. ▪ Le profit rémunère la capacité d'innovation de l'entreprise, i.e. sa manière d'effectuer des combinaisons économiques. ▪ Les innovations peuvent être liées au processus de production ou à la découverte de produits nouveaux. ▪ L'entrepreneur est toutefois menacé par la bureaucratie de la grande entreprise. Celle-ci, en éliminant l'entrepreneur, éteint toute source d'innovation et de croissance. Et le capitalisme est condamné à disparaître. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La grande entreprise conduit à l'apparition d'une technostructure (managers, cadres supérieurs, ingénieurs) distincte des propriétaires. ▪ Les objectifs de la technostructure (dépenses de prestige et maximisation de la part de marché) peuvent être contradictoires avec ceux des propriétaires actionnaires. ▪ Les managers peuvent être toutefois contraints d'infléchir leur position dans un sens plus favorable aux actionnaires (gouvernement d'entreprise). ▪ L'effet pervers en est une gestion de l'entreprise au jour le jour en fonction de l'évolution de la conjoncture et non de choix stratégiques de long terme. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'information est imparfaite et coûteuse. ▪ L'entreprise et le marché sont des modes alternatifs de fourniture de biens et de facteurs. ▪ L'entreprise existe car il existe un coût (le coût de transaction) à recourir au marché. ▪ L'entreprise permet une économie : un contrat unit plusieurs personnes pour effectuer des tâches sans recourir au marché et donc au prix. ▪ Investissement, les coûts organisationnels limitent la capacité des firmes à se substituer au marché. ▪ Un équilibre s'installe donc dans l'allocation des facteurs ou dans le mode d'organisation des transactions entre le marché et l'entreprise. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Williamson reprend la problématique de Coase en approfondissant les facteurs à l'origine des coûts de transaction liés à l'utilisation du marché. ▪ Ces facteurs sont d'une part humains (opportunisme dans les transactions, nature de l'information, rationalité limitée) et d'autre part liés à l'environnement de l'entreprise (incertitude, spécificité des actifs, fréquence des transactions). ▪ Cette théorie permet donc d'expliquer l'intégration verticale de l'entreprise tout en montrant sa limite liée à des coûts et des distorsions spécifiques. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cette théorie générale qui s'appuie sur la relation principal-agent s'applique également à l'analyse de l'entreprise. ▪ Elle décrit les relations entre les actionnaires (principal) et le manager (agent) dans un contexte d'asymétrie d'information. ▪ Ces agents ont des intérêts contradictoires : <ol style="list-style-type: none"> 1. Les actionnaires cherchent avant tout à maximiser la valeur de la firme; 2. Le manager cherche à maximiser son revenu et donc la taille de l'entreprise. ▪ La théorie de l'agence permet d'expliquer les stratégies des firmes selon que le principal ou l'agent contrôle l'entreprise. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'analyse se concentre sur la structure même de l'entreprise et sur sa performance sans reconsidérer la question de son existence. ▪ Il existe deux types de firmes : la firme A et la firme J. Chacune réagit selon les conditions du marché et les opportunités technologiques et possède sa structure d'échange de l'information. <ul style="list-style-type: none"> ▪ La firme de type A (pour américain) possède une structure rigide. Ses règles et ses fonctions sont préétablies de façon précise. ▪ La firme de type J (pour japonais) au contraire possède une organisation du travail souple et sans fonction figée. ▪ Chacune possède ses domaines et conditions d'efficacité. La firme J serait plus efficiente que la firme A, par exemple en univers incertain. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les entreprises sont très diverses et ont des compétences spécifiques. ▪ Trois critères permettent d'analyser les firmes : <ol style="list-style-type: none"> 1. Distinguer les firmes les unes des autres en fonction de leur activité; 2. Expliquer le portefeuille d'activités de chaque firme; 3. Expliquer les logiques d'évolution des firmes. ▪ La firme évolue au cours du temps grâce à l'apprentissage. L'information n'est plus exogène car la firme est capable d'en produire. ▪ L'évolution de l'entreprise n'est pas aléatoire mais déterminée en fonction des compétences accumulées. ▪ Le marché n'est que l'un des processus de sélection des firmes. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'intervention de l'Etat se justifie pour corriger les défaillances du marché (absence de rivalité et absence d'exclusion du consommateur, existence de rendements croissants, présence d'externalités). ▪ Les entreprises publiques cherchent à concilier l'objectif public avec celui de profit. ▪ Elles sont critiquées pour leur manque d'efficacité (théorie de la capture, théorie de la bureaucratie, théorie des droits de propriété). ▪ Pour un contrôle plus efficace de ces entreprises, deux voies sont possibles : la première consiste à ouvrir le capital, la seconde à les réglementer (en appliquant, par exemple, une tarification à la Ramsey-Boiteux).

Source : Problèmes économiques, Revue Problèmes économiques, n° 2591-92, 18-25 novembre 1998

