



Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales

Eric Delafosse

► To cite this version:

Eric Delafosse. Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales : Cahiers du CEG, n°17. 1993. hal-02434410

HAL Id: hal-02434410

<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02434410>

Preprint submitted on 10 Jan 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Centre Économie et Gestion

**Pays en développement et enjeux gaziers :
prendre en compte les contraintes
d'accès aux ressources locales**

Eric DELAFOSSE
Octobre 1993

**Cahiers du CEG - n° 17
Document de recherche**

ENSPM - Centre Économie et Gestion
228-232, avenue Napoléon Bonaparte, Boîte postale 311,
92506 RUEIL MALMAISON CEDEX.
fax : 33 (1) 47 52 70 66 - téléphone: 33 (1) 47 52 64 25.

La collection "Cahiers du CEG" est un recueil des travaux réalisés au Centre Économie et Gestion de l'ENSPM, Institut Français du Pétrole. Elle a été mise en place pour permettre la diffusion de ces travaux, parfois sous une forme encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'IFP ou de l'ENSPM.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

Saïd NACHET (*Responsable de la publication*) tél. : **33 (1) 47 52 64 08**

"Cahiers du CEG" is a collection of papers on research conducted at the Center for Economics and Management of the ENSPM, Institut Français du Pétrole. The purpose of this collection is to enable an exchange of views on the subjects covered.

The opinions expressed in the published papers are the sole responsibility of the author(s) and do not necessarily reflect the views of the IFP or ENSPM.

For any additional information, please contact :

Saïd NACHET (*Editor*) tel. : **33 (1) 47 52 64 08**

RESUMÉ

Cet article présente les contraintes empêchant l'extension de l'utilisation du gaz dans les pays en voie de développement, principalement dans le secteur de la génération d'électricité.

L'analyse porte sur les améliorations à apporter à divers paramètres dans les contrats de commercialisation et dans l'approche des politiques d'investissement.

ABSTRACT

This paper outlines the constraints that are proving an obstacle to the use of natural gas in developing countries, mainly in the electric power generation sector.

The analysis focuses on improvements to be made in commercial contracts and in the approach to investment policies.

**Pays en développement et enjeux gaziers :
prendre en compte les contraintes d'accès
aux ressources locales.**

Eric DELAFOSSE
Centre Économie et Gestion-ENSPM

L'économie des hydrocarbures donne une place réduite à l'analyse théorique de la filière gaz naturel, pour l'essentiel envisagée d'un point de vue technico-économique. La chaîne gazière, pourtant, met en oeuvre des entités productives qui interviennent au sein de structures industrielles très variées et généralement pénalisantes quant au bon fonctionnement des mécanismes du marché : c'est pourquoi l'Economie Industrielle constitue une approche prometteuse pour la compréhension des difficultés qui freinent aujourd'hui l'essor de l'industrie mondiale du gaz naturel.

Cet article propose une analyse originale de l'industrie gazière dans les pays en voie de développement (PVD) ; cette zone économique recèle en effet un important potentiel d'activité grâce au débouché de génération d'électricité. Ce secteur est de surcroît appelé à représenter une part croissante de l'activité mondiale dans la mesure où l'approvisionnement des marchés parvenus à maturité (Amérique du Nord, Europe, Japon) sera de plus en plus contraint par le coût du transport. Une telle évolution est cependant hypothéquée par les exigences découlant de la problématique spécifique liée à la création de cette industrie dans un PVD ; leur prise en compte exige en effet que soient réunies les conditions objectives de la coopération entre les acteurs prenant part au "jeu gazier" au sein de la filière de génération d'électricité à partir du gaz naturel. Or les contrats de commercialisation et les politiques d'investissement traduisent la poursuite des intérêts propres des acteurs, cela dans une situation de type dilemme du prisonnier qui conduit à des prises de décision sous-optimales voire à des impasses. Les outils d'analyse économique appliquée que fournissent l'Economie Industrielle, la méso-analyse et l'analyse systémique permettent la mise à jour et la compréhension des inefficiences qui résultent de cette situation ; ils permettent également de proposer des voies de réflexion et des solutions pratiques pour leur traitement. La réduction des coûts de transaction peut être obtenue en modifiant les contrats de commercialisation, ceux-ci devant prendre la forme de contrats d'incitation ou, mieux, de contrats organisationnels, et en admettant le principe de leur renégociation, ce qui implique l'équilibrage permanent des pouvoirs de négociation au cours de la durée de vie du projet. Au lieu de chercher à déterminer un prix linéaire en tâchant d'obtenir du partenaire la concession de garanties, il faut d'une part négocier des contrats faisant usage d'un prix binôme établi de manière à satisfaire les quatre exigences fondamentales découlant des structures industrielles, et d'autre part mettre en place des plans d'investissement concertés visant l'équilibre des investissements spécifiques.

1 Perspectives gazières mondiales : le rôle possible des PVD

Alors que l'approvisionnement des marchés existants est sévèrement contraint, notamment par les coûts, plusieurs facteurs concourent à l'émergence de nouveaux pôles de croissance de la demande dans les PVD. Une telle évolution serait conforme à la logique qui, historiquement, a en tous lieux présidé à la création et au développement des marchés gaziers ; celle-ci se fonde sur l'exploitation d'opportunités industrielles et requiert une organisation adéquate.

1.1 Conditions de l'essor tardif mais rapide de l'Industrie gazière

L'industrie mondiale du gaz naturel a pris son essor aux **Etats-Unis**, dans les années vingt, du fait de l'action de *facteurs contingents* : la découverte d'importants gisements de gaz associé (le gaz est alors un produit fatal de l'extraction d'huile), les progrès technologiques réalisés en matière de matériaux utilisés pour la fabrication des conduites ainsi que dans le domaine de la soudure (le transport de longue distance par gazoduc devient économiquement envisageable), et l'existence d'une industrie de gaz de ville développée au cours du siècle précédant et fondée sur la commercialisation d'un sous-produit des cokeries (le débouché et les réseaux de distribution pré-existent de ce fait, dans une certaine mesure, à l'industrie du gaz naturel). En 1970, alors que la consommation de gaz naturel des Etats-Unis atteint son plafond, celle de l'Europe de l'Est représente 23 % du marché mondial tandis que cette proportion n'est que de 8 % pour l'Europe de l'Ouest et que celle du reste du monde est négligeable.

Au cours des décennies soixante-dix et quatre-vingt, la consommation de l'**Europe de l'Est** s'accroît à un rythme très élevé et dépasse celle des Etats-Unis ; une évolution sans doute favorisée par le recours à un *système de décision centralisé* ainsi que par la pratique de la planification, ce type d'organisation économique ayant permis l'installation des infrastructures d'offre initiales¹. Par ailleurs, les marchés d'**Europe Occidentale** et du **Japon** connaissent également un développement rapide. Le gaz naturel est de plus en plus apprécié des consommateurs car il s'agit d'un produit peu polluant, d'utilisation souple et qui est consommé, pour l'obtention de services nombreux et variés, dans des procédés performants présentant généralement peu d'effets d'échelle². En 1990, la consommation de gaz naturel représente 21,5 % du bilan mondial d'énergie primaire commerciale et donne une *part négligeable* aux **PVD** situés hors du Moyen-Orient ; les PVD hors OPEP ne représentent que 7 % de cette consommation³ tandis que l'Amérique Latine, l'Afrique et les PVD d'Asie-Océanie y contribuent à hauteur de 9,4 %⁴.

L'historique de l'industrie mondiale du gaz naturel montre que les développements observés résultent principalement d'une part de conditions contingentes favorables, comme dans le cas des Etats-Unis mais il en a été de même en Italie et en France, et d'autre part d'une volonté politique comme dans le cas des pays de l'ex-bloc de l'Est mais également dans le cas du Japon⁵ et des pays d'Europe Occidentale dans lesquels l'Etat est intervenu pour développer l'offre de cette énergie. Aujourd'hui, après plusieurs décennies de croissance soutenue, la consommation de gaz naturel

¹ Dès 1970 la *totalité* des pays composant le "bloc de l'Est" caractérisés, en 1989, par un PIB supérieur à 4 milliards de dollars, avaient accès au gaz naturel (consommation supérieure à $100.10^6 \text{m}^3/\text{an}$).

² Cette remarque ne concerne pas le secteur des industries de base.

³ Alors qu'ils représentent 17 % de la consommation mondiale de produits pétroliers.

⁴ Consommation concentrée pour *plus de la moitié* dans cinq pays (Argentine, Mexique, Venezuela, Algérie et Indonésie) dont la production est *largement associée* à l'extraction d'huile et à l'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL).

⁵ Qui, dès le début des années soixante-dix, a résolument misé sur le gaz naturel pour diversifier ses approvisionnements énergétiques et produire de l'électricité de manière peu polluante.

pourrait voir son essor freiné ; ceci bien que cette énergie soit abondante et de plus en plus demandée par les consommateurs du fait des handicaps dont souffrent les sources d'énergie primaire concurrentes⁶ et du fait de l'absence d'alternatives commercialement satisfaisantes aux énergies concentrées "classiques".

1.2 Incertitudes et enjeux du futur

Ce sont les *contraintes d'offre* qui rendent incertain l'avenir de l'industrie mondiale du gaz naturel. Aux **Etats-Unis** les réserves sont considérables si l'on tient compte des variables prix et progrès technique. Le rapport peu élevé de la production aux réserves (environ dix ans) que l'on a pu observer durant la période récente s'explique en effet notamment par le bas prix du gaz naturel (1,5 à 1,8 \$/MBTU) ; ceci induisant le caractère non-rentable de la mise en production de l'essentiel des ressources qui seraient commercialisables si le prix était du même ordre que celui qui a été observé en Europe Occidentale (environ le double). Ainsi l'approvisionnement futur du marché américain dépend notamment de l'ajustement à la hausse du prix du gaz naturel dans un contexte relativement récent de régulation par le marché⁷. S'il est permis d'avoir des doutes quant à la survenance d'une telle évolution⁸, le prix s'élève néanmoins significativement depuis l'été 1992. Quoi qu'il en soit, la contribution à venir du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) à la satisfaction de la demande devrait être négligeable car elle n'est pour sa part rentable que pour un prix du gaz de l'ordre de 4 \$/MBTU (ce secteur est actuellement subventionné). Dans une large mesure le devenir de l'industrie gazière américaine est un *problème interne* aux Etats-Unis ; les possibilités d'importation par gazoduc en provenance du Mexique et du Canada, elles-mêmes, sont limitées⁹. En **Europe Occidentale** prévaut également une situation de rareté de l'offre mais elle ne tient pas fondamentalement, à la différence du cas américain, à un ajustement insuffisant du prix¹⁰. Sur ce marché les difficultés d'approvisionnement tiennent à ce qu'il est nécessaire de recourir à des sources extérieures à la zone et par conséquent coûteuses du fait du caractère *particulièrement onéreux* du transport du gaz naturel.

Les incertitudes majeures pesant sur l'approvisionnement futur concernent :

- la capacité de la Russie à maintenir voire à augmenter ses exportations vers l'Europe sans pour autant investir dans de nouveaux projets¹¹ ;
- l'évolution des importations en provenance de l'Algérie, pays politiquement destabilisé, fortement contraint des points de vue financier et technique et qui, de surcroît, pourrait privilégier l'utilisation locale ou régionale de ses ressources ;

⁶ L'approvisionnement en produits pétroliers est incertain, notamment pour ce qui concerne son coût, du fait de la géopolitique des réserves ; le charbon est polluant et incommode d'utilisation ; le nucléaire, enfin, déplaît aux opinions publiques.

⁷ La dérégulation est mise en oeuvre depuis 1984.

⁸ Se reporter notamment à D. Finon, *Maturity of Gas Industries and Viability of Competition*, dans Economies et Sociétés, Cahiers de l'ISMEA, tome 16, janv./fév. 1992.

⁹ Les Etats-Unis ne peuvent compter sur des approvisionnements en provenance du Mexique car ce pays alloue dorénavant ses ressources à la satisfaction des besoins du marché intérieur. Les approvisionnements en provenance du Canada, en augmentation, seront malgré tout insuffisants pour permettre à la part des sources régionales dans l'approvisionnement de s'élever ; celle-ci sera de l'ordre de 40 % en l'an 2000 et devrait se réduire par la suite [S. Cornot-Gandolphe, 1991].

¹⁰ Ce facteur joue néanmoins un rôle qui apparaît clairement lorsque l'on compare le marché européen au marché japonais. En Europe, le prix de marché tient insuffisamment compte des qualités environnementales du gaz naturel et, de surcroît, sur certains segments de marché tel celui de la génération d'électricité, prévalent des prix incorporant de manière insuffisante le niveau de performance économique des équipements de conversion.

¹¹ Pour ce faire la Russie dispose de plusieurs options : élever l'efficacité énergétique de la conversion du gaz naturel en énergie utile, mais les consommateurs n'ont pas les moyens d'investir ; améliorer l'efficacité du transport et de la distribution mais la ressource financière fait défaut et ; privilégier les clients solvables au détriment des autres, ce qui constitue la solution de facilité (au détriment des ex-"pays amis").

- la mise en place de nouveaux projets d'importation en provenance de pays lointains tels le Qatar, l'Iran, le Nigéria ou encore la Russie.

Ce dernier type d'approvisionnement constitue le moyen le plus sûr, pour les pays consommateurs européens, d'assurer l'offre future¹². Cependant, les projets concernés induisent des coûts de revient (3,5 à 5 \$/MBTU) supérieurs au prix de marché du gaz et ne verront le jour que si les acteurs anticipent des prix des énergies concurrentes nettement et durablement plus élevés que ceux qui prévalent aujourd'hui ou encore si le prix du gaz incorpore une prime supplémentaire liée aux qualités intrinsèques du gaz naturel comme c'est le cas sur le **marché asiatique** où le Japon, la Corée du Sud et Taïwan *se donnent les moyens*¹³ d'accéder au gaz naturel bien que son prix soit le plus élevé au monde (environ 5 \$/MBTU). Paradoxalement, c'est donc le marché sur lequel le gaz naturel est le plus cher qui présente les meilleures et les plus sûres perspectives de croissance.

Les contraintes et incertitudes pesant sur l'approvisionnement des marchés sont donc de nature à freiner voire à remettre en question la dynamique de pénétration du gaz naturel dans le bilan énergétique mondial. Mais un autre élément mérite cependant d'être considéré : l'éventualité d'assister au développement de *nouveaux marchés*. En effet, il ne faut pas omettre les facteurs susceptibles d'ajouter une dimension nouvelle au marché mondial du gaz naturel : ils affectent le potentiel de croissance de nouveaux marchés, localisés à proximité des ressources, dans les PVD situés hors du Moyen-Orient.

1.3 L'essor possible de nouveaux marchés

Si l'on exclue de l'analyse les pays de l'ex-bloc de l'Est et ceux du Moyen-Orient, dont les ressources massives ne peuvent pour l'essentiel donner lieu qu'à des échanges internationaux de très longue distance et très coûteux¹⁴, il apparaît que la ressource gazière est, de plus en plus, localisée dans les PVD où elle n'est pourtant pas plus écoulee, en proportion de la consommation mondiale, qu'il y a vingt ans. Alors que la part des réserves qu'ils détiennent est passée de 35 % à 70 % entre 1970 et 1990, leur part de la consommation est restée de l'ordre de 7 % à 8 %. Cette tendance, de surcroît, est loin d'être parvenue à son terme. En effet, alors que les bassins sédimentaires situés dans les PVD sont sous-explorés au regard des autres¹⁵, l'effort d'exploration donne une part croissante aux PVD qui présentent des rendements moyens nettement supérieurs¹⁶. La décennie quatre-vingt a ainsi vu l'effort d'exploration en Amérique Latine et en Asie-Océanie atteindre un niveau comparable à celui observé en Europe Occidentale, l'Afrique faisant l'objet d'un effort quatre fois moindre. Par ailleurs, une caractéristique notable de l'exploration dans les PVD est sa forte concentration dans *le tiers* d'entre eux ; ceci laissant fortement sous-explorée environ 60 % de la surface de bassins sédimentaires situés hors mer profonde¹⁷.

¹² Ces pays devront également consommer les ressources internes à la zone dont l'exploitation est aujourd'hui d'un intérêt économique marginal. Les progrès technologiques réalisés en exploration-production, notamment, faciliteront l'accès à ce type de réserves dans des conditions économiques acceptables.

¹³ Dans cette zone, les consortiums d'acheteurs sont particulièrement bien organisés et soutenus par les gouvernements ; ils n'hésitent pas, de surcroît, à investir en amont de la chaîne gazière.

¹⁴ Dans le cadre de ce type de projet, le transport (liquéfaction et regazéification comprises dans le cas du GNL) représente selon les cas entre les deux tiers et les quatre cinquièmes du coût de revient du gaz rendu aux consommateurs.

¹⁵ L'effort d'exploration mesuré en nombre cumulé de forages par 10.000 km² de surface de bassin sédimentaire est de 500 aux Etats-Unis, de 20 en Europe, de 12 en Asie-Océanie, de 11 en Amérique Latine et de 5 en Afrique.

¹⁶ Ces rendements, mesurés en millions de tonnes équivalent pétrole par puit, sont de 0,05 aux Etats-Unis, de 0,30 en Europe Occidentale, de 0,80 en Amérique Latine et en Asie du Sud-Est et de 1,80 en Afrique.

¹⁷ La densité moyenne d'exploration est comprise, selon les ensembles de pays concernés, entre 1 et 5 forages par 10 000 km² de surface de bassin sédimentaire (hors mer profonde).

Ce constat n'aurait qu'une portée limitée s'il n'existait un débouché commercial performant et massif pour ces réserves dans une vingtaine de PVD : la génération d'électricité à partir de centrales à cycle combiné [E. Delafosse, 1993].

Les exemples de la Thaïlande et de la Malaisie, notamment, montrent clairement que ce débouché permet de créer une industrie gazière et d'exploiter ces réserves avec profit puisque :

- le coût de revient du gaz est moitié moins élevé (c'est, de surcroît, un maximum) que sa valeur d'opportunité ;
- une économie d'investissement considérable est réalisée en substituant des centrales à cycle combiné à des centrales au charbon, économie largement supérieure à l'investissement consenti pour l'offre de gaz ;
- il en résulte un dessèment des contraintes énergétique et économique (amélioration significative du solde des échanges commerciaux avec l'extérieur).

De surcroît, la création d'une industrie gazière nationale s'accompagne d'effets induits présentant d'importantes synergies avec la poursuite de l'objectif de développement économique¹⁸.

Ainsi devient-il possible d'introduire le gaz naturel :

- dans le secteur industriel, où il autorise la mise en oeuvre d'industries de base (engrais et pétrochimie notamment), l'amélioration des performances et le transfert de technologie dans le domaine des petites et moyennes industries et le développement de la cogénération ;
- dans le secteur des transports, avec l'accès au Gaz Naturel Automobile (GNA) dans les grandes capitales, voire avec le GPL Automobile ;
- dans le résidentiel-tertiaire, notamment grâce à la production de Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL) destinés à l'usage de cuisson, mais aussi avec la possibilité d'utiliser le gaz naturel pour la climatisation voire pour la cuisson.

En outre, le développement de l'industrie gazière dans les vingt PVD présentant une demande d'électricité suffisante pour justifier la mise en oeuvre de grands projets¹⁹ (acheminement depuis des lieux d'extraction situés à 500 voire 1000 km) est susceptible de se faire sur la base d'échanges entre pays. Ceci présente les avantages d'induire une consommation de gaz au sein des pays producteurs bien que ces derniers ne possèdent pas de débouché suffisant²⁰ et de favoriser le développement des échanges commerciaux entre pays voisins de niveaux de développement économique comparables²¹.

2 La problématique

Une semblable évolution des marchés gaziers dans ce groupe de pays se heurte bien sûr aux difficultés habituelles qui accompagnent la création d'une industrie gazière. Dans les PVD, ces obstacles sont de plus renforcés par le manque d'autonomie technique et financière qui exige le recours à des institutions extérieures aux pays et, donc, limite la portée de la planification et (ou)

¹⁸ De manière sans doute accessoire du point de vue du pays mais néanmoins essentielle de celui de la communauté internationale, notons qu'à la différence du cas général la réduction des émissions polluantes n'induit dans ce cas *aucun investissement supplémentaire*. C'est une externalité positive liée au développement de l'industrie gazière, notamment du fait de l'introduction massive de cette énergie dans le secteur électrique.

¹⁹ A moyen et long terme le nombre de pays concernés sera d'autant plus important que s'élèvera la consommation d'électricité par habitant.

²⁰ Cet avantage peut s'avérer considérable dans le cas de la production d'électricité, car les centrales à cycle combiné de petite taille sont particulièrement compétitives, et pour la séparation de GPL : un produit très demandé dans les PVD et qui se substitue aisément au bois de feu.

²¹ L'intégration régionale des tissus économiques est fortement recherchée dans de nombreux PVD et la Banque Mondiale encourage ces évolutions. En matière gazière, de tels échanges sont envisagés dans les sous-continent de l'Amérique du Sud, de l'Afrique du Nord et de l'Asie du Sud-Est. Leur essor s'inscrit très clairement dans la perspective d'établissement d'un nouvel ordre économique international.

en contraint fortement la mise en oeuvre. Cela d'autant que l'organisation de l'industrie gazière, qui découle des activités pétrolières, n'est pas satisfaisante.

2.1 Les exigences des projets gaziers

La création d'une industrie gazière n'est pas une chose aisée. Tous les stades de la chaîne gazière²² requièrent d'importants investissements initiaux ; le transport et la distribution de gaz présentent d'importantes économies d'échelle. Au niveau des débouchés commerciaux, le gaz naturel a pour atout d'être utilisable à de nombreuses fins mais il a pour handicap de ne pas avoir de marchés captifs : il est en concurrence avec d'autres énergies sur des marchés variés. Ces caractéristiques, couplées à la longueur de la durée de vie des investissements et au fait que le lien rigide du gazoduc rende particulièrement interdépendants producteurs, transporteurs, distributeurs et consommateurs, contraignent fortement les conditions de la création d'une industrie gazière quel qu'en soit le contexte²³. Ces conditions très exigeantes expliquent pourquoi la création de cette industrie dans un lieu donné résulte souvent d'opportunités particulièrement favorables et (ou) d'une intervention politique vigoureuse et déterminée.

Dans le cas qui nous occupe, il faut que certaines conditions soient réunies : l'existence d'une demande potentielle suffisante et géographiquement concentrée, la disponibilité de moyens techniques et financiers, la mise en oeuvre de politiques des prix des énergies telles que la compétitivité du gaz ne soit pas indument menacée (du fait de subventions ou de taxes) et une répartition satisfaisante de la rente économique et des risques pris par les acteurs intervenant tout au long de la chaîne gazière ainsi qu'au niveau de la consommation. Cette dernière contrainte, particulièrement difficile à satisfaire, peut être prise en compte en développant un cadre organisationnel adapté aux exigences spécifiques de l'industrie gazière.

2.2 Le caractère inadapté du cadre pétrolier

La question de la mise en oeuvre d'une industrie gazière dans un PVD requiert généralement l'intervention directe d'une compagnie pétrolière internationale, d'une compagnie nationale assurant le transport du gaz et de la compagnie électrique qui le consomme ; c'est le cas de figure dans lequel nous nous plaçons. L'activité de la compagnie pétrolière internationale est régulée par un cadre fiscal et contractuel, établi pour les besoins de l'industrie pétrolière, qui prend en compte les exigences spécifiquement gazières par le biais de clauses contractuelles. Or un objectif essentiel du contrat d'exploration-production est, compte tenu de la fiscalité, de garantir ex-ante à la compagnie étrangère une rémunération suffisante de l'ensemble des investissements consentis et cela quelles que soient les valeurs révélées ex-post des variables affectant ce résultat. Dans le cas du gaz naturel, cet objectif *ne peut pas* être atteint car la commercialisation de ce produit est *fondamentalement différente* de celle du pétrole qui, une fois découvert, peut être extrait sans contrainte et livré sur le marché international. Dès lors, les contrats d'exploration-production prévoient, en cas de découverte gazière, la négociation ex-post d'un contrat d'achat-vente entre la compagnie pétrolière et la compagnie nationale assurant le transport du gaz.

²² Comprenant l'exploration, la production, le traitement, la séparation (le cas échéant), le transport et la distribution (le cas échéant).

²³ Cette contrainte varie fortement en intensité et en nature selon le degré de développement de l'industrie et les conditions de base affectant les modalités d'offre et de demande. Dans les cas les plus favorables il est même possible d'instaurer un véritable marché (cf. les Etats-Unis). La contrainte est par contre extrême lors de la création d'une industrie gazière car on a alors un unique producteur, un unique transporteur et quelques consommateurs.

Une première conséquence de cette situation est que la compagnie pétrolière n'est pas incitée à entamer une exploration gazière visant le débouché local puisqu'en cas de découverte le fait d'avoir déjà consenti d'importantes dépenses irrécouvrables²⁴ la mettrait en position de faiblesse lors de la négociation de l'accord de commercialisation²⁵.

De plus, malgré tous les efforts faits pour élever l'attractivité des projets gaziers aux yeux des compagnies²⁶, il reste que la perspective d'une négociation ex-post de l'accord de commercialisation s'accompagne d'incertitudes majeures. Notre propos est maintenant de comprendre les difficultés liées à ces accords. Ils s'avèrent en effet très difficiles à négocier ; cela à tel point que des projets parfaitement identifiables et économiquement attrayants ne voient jamais le jour du fait de l'incapacité des acteurs à s'entendre [J. Ball, D. Spottiswoode, 1992].

2.3 L'insuffisance fondamentale du cadre gazier

L'insuffisance majeure du cadre gazier est de n'être pas adapté au problème posé qui est fondamentalement différent de celui que posent les opérations pétrolières. Il n'est en effet pas possible d'aboutir à un cadre satisfaisant en se contentant d'adapter graduellement le cadre pétrolier. Un *raisonnement en rupture* s'impose pour prendre en compte le caractère totalement interdépendant des acteurs prenant part au "jeu gazier" dans le cas précis qui nous occupe. Ce jeu survient parce que, à la différence du cas pétrolier, le producteur n'a pas accès à un véritable marché : *il n'est qu'un rouage* au sein d'un processus de production qui vise à mettre sur le marché des kWh électriques et dont il ne peut s'extraire sans *perdre tout ou partie* des ressources financières mobilisées.

Comme le soulignent nombre d'analystes de la problématique gazière dans les PVD, les difficultés commerciales et institutionnelles sont "souvent difficiles à résoudre par des négociations directes entre l'autorité concédante ou son représentant (...) et les compagnies pétrolières (...) dans la mesure où les parties en présence sont en position de conflit, chacune "défendant ses intérêts" contre l'autre" [P. Bourcier, 1989].

Les difficultés qui résultent de cette situation sont aisées à voir puisque l'enchaînement incontournable des opérations successivement conduites par le producteur, le transporteur et la compagnie d'électricité met en oeuvre deux interfaces d'échange caractérisées chacune par une situation de dépendance bilatérale étroite²⁷. Or, comme le montre la théorie du monopole bilatéral, ce type de situation induit une inefficience ex-ante des investissements et une inefficience ex-post des échanges [J. Tirole, 1988]. Comme l'a souligné F. Perroux [1960], dès que l'on envisage le fonctionnement d'un groupe d'entreprises, "du point de vue de l'ensemble *et* par rapport à un indicateur d'efficacité, disons la maximisation du produit réel *de l'ensemble* au moindre coût *de l'ensemble*, la structure rationnelle économiquement *n'est pas* celle qui rend chaque unité maîtresse de son plan, mais bien celle qui porte au maximum l'efficacité *par la meilleure combinaison de pouvoirs et d'échanges*." Dans un tel contexte chacun des agents considéré isolément est dans une situation de type dilemme du prisonnier ; c'est pourquoi les conditions de l'entente des acteurs

²⁴ Les dépenses d'exploration représentent de 10 % à 20 % du coût total de production.

²⁵ Cette faiblesse s'explique par le fait que les deux acteurs en présence n'ont pas, l'un et l'autre, autant à perdre en cas de non-finanisation de l'accord de commercialisation. Dans une telle situation la négociation aboutit à l'équilibre de Nash, celui-ci tient compte de la menace et correspond à un partage en deux parties égales de la valeur réalisée au delà des positions de non-transaction, ce qui implique que les agents ne sont remboursés qu'à hauteur de 50 % des coûts irrécouvrables qu'ils supportent d'ores et déjà au moment de la négociation.

²⁶ Depuis 1986, notamment sous l'impulsion de la Banque Mondiale, de nombreux aménagements ont été apportés aux cadres contractuels et fiscaux régulant l'exploration-production d'hydrocarbures dans les PVD, ceci afin de tenir compte des spécificités des projets gaziers.

²⁷ Seul le producteur d'électricité échappe en partie à cette dépendance puisqu'il a la possibilité de consommer du diesel ou du fioul domestique (léger) dans ses centrales à cycle combiné (mais le prix de ces énergies est élevé).

s'avèrent si difficiles à réunir et si pénalisantes pour l'intérêt collectif et, par conséquent, du point de vue de chacun en comparaison avec le résultat qui découlerait de la mise en place d'une logique coopérative qui viserait précisément la mise en oeuvre de "la meilleure combinaison de pouvoirs et d'échanges". C'est en palliant l'absence de fluidité du marché par l'opposition des intérêts individuels que le système mis en oeuvre se révèle inefficace ; d'où l'idée de favoriser la coopération soit par l'intervention d'un médiateur [P. Bourcier, 1989], soit par la conduite d'une évaluation-planification jointe [D.A. Julius, A. Mashayekhi, 1990].

Ces démarches butent toutefois sur un obstacle de taille : la coopération ne se décrète pas et c'est pourquoi nous préférons chercher à réunir les conditions objectives de son émergence.

3 Interprétation et insuffisances des contrats de commercialisation

Les contrats de commercialisation concernent notamment la cession du gaz "à la tête du puits" mais les accords habituellement mis en oeuvre ne satisfont pas aux exigences de la situation. Pour ce qui concerne la cession du gaz au producteur d'électricité la situation est différente puisque la mise au point de contrats précis n'est généralement pas requise ; à ce niveau cependant, les exigences découlant des structures industrielles ne sont pas mieux servies.

3.1 Le contrat de cession "à la tête du puits"

Les contrats de commercialisation du gaz naturel habituellement mis en oeuvre sont caractérisés par le recours à un *prix linéaire indexé* sur celui du fuel lourd et par l'usage d'une clause *take or pay* : cette pratique est hautement critiquable du point de vue de l'efficacité du système.

Le recours à un prix linéaire ne peut en aucun cas, puisque le coût de revient du gaz dépend très étroitement du taux d'utilisation des infrastructures²⁸, permettre *simultanément* l'utilisation optimale des infrastructures, le partage du surplus économique, l'allocation du risque et l'équilibrage des pouvoirs de négociation. Or ce sont là les quatre objectifs fondamentaux du contrat. La théorie de *l'échange bilatéral* enseigne, avec le modèle de Katz [M.L. Katz, 1989], que les contrats ont, dans un environnement incertain, trois objectifs fondamentaux. Nous y ajoutons celui d'équilibrage des pouvoirs de négociation car la théorie des coûts de transaction [O.E. Williamson, 1989] enseigne que, dans le cas qui nous occupe, les acteurs *ne peuvent qu'admettre* l'éventualité d'une renégociation du contrat, ce qui les conduit à prêter la plus grande attention au rapport des pouvoirs de négociation qui résulte des investissements spécifiques consentis. Les plans d'investissement des acteurs et le contrat doivent tenir compte de cette contrainte²⁹.

Comme le souligne D. Durand [1990], "c'est la disposition d'une certaine marge de variété qui permet aux systèmes évolués de trouver des solutions adaptées aux défis qu'ils ont à relever en vue notamment : d'établir une bonne coordination de leurs comportements ; de trouver des réponses adaptées aux perturbations en provenance de leur environnement ; d'apprendre de nouveaux comportements ou d'innover." C'est cette même idée qu'exprime la *loi de la variété requise* (R. Ashby), qui établit la nécessité de disposer, pour le contrôle d'un système, d'une variété au moins égale à la variété du système. Or, dans ce cas précis, on dispose d'une variable de contrôle *unique* (le prix linéaire) alors que les objectifs poursuivis sont *multiples*.

²⁸ Il s'agit d'investissements *spécifiques* représentant environ 80 % du coût de revient du gaz (dans le cas où le taux d'utilisation des équipements est satisfaisant, c'est à dire élevé).

²⁹ Pour de plus amples développements à ce sujet, se reporter à E. Delafosse, *Analyse théorique de la filière gaz naturel dans les PVD : Les apports de l'Economie Industrielle*, à paraître.

L'indexation sur le prix du fuel lourd est censée garantir le débouché au gaz naturel dans une certaine limite de variation de ce prix, la clause *take or pay* prenant le relai au delà³⁰. Notons que cette indexation est en contradiction avec l'objectif de partage de la rente puisque à la fois la valeur et le partage de cette dernière dépendent du taux d'utilisation des infrastructures (à cause de l'importance des coûts irrécouvrables) et du prix du charbon (l'énergie alternative ex-ante).

Le producteur impose souvent un plancher au prix de cession afin de garantir l'amortissement de ses investissements ; ce prix est par ailleurs établi de manière à couvrir les charges supportées et les risques encourus et sert également à effectuer le partage de la rente, ce qui conduit à des stratégies de gonflement des coûts et des primes de risque ou (et) de minimisation du taux d'utilisation des équipements anticipé. Il en résulte un risque de rupture momentanée des débouchés : d'une part en cas de baisse du prix du combustible alternatif³¹ et d'autre part, pour des raisons stratégiques, afin de renégocier les termes contractuels concernant les modalités de transaction. Ce dernier élément est fondamental si l'on tient compte de la *dimension dynamique* du problème posé.

En imposant un prix élevé la compagnie pétrolière vise l'avantage maximum vis à vis de trois des quatre objectifs pré-cités mais la justification d'un prix initial élevé *s'estompe avec le temps* : le niveau de rémunération du risque se justifie de moins en moins à mesure que le temps passe puisque ce dernier diminue ; la part de rente reçue s'élève à mesure que le taux d'utilisation des infrastructures s'avère élevé et ; le renforcement progressif du pouvoir de négociation du producteur s'opère du fait d'un rythme d'amortissement des investissements plus élevé que celui des agents situés en aval, ce qui peut aboutir à un renversement du rapport de force initial. Pour ces raisons, le partenaire est conduit à menacer le producteur de rompre le contrat afin de pouvoir le renégocier avant qu'il ne tourne à son désavantage³².

L'étude des pratiques contractuelles mises en oeuvre dans d'autres secteurs dans des conditions comparables confirme l'inadéquation de ce type d'accord au problème posé. L'analyse de contrats de commercialisation de résidus de distillation mis en oeuvre aux Etats-Unis montre qu'en présence d'importants investissements spécifiques les acteurs rejettent toute éventualité de renégociation du contrat et l'on note également qu'il est alors fait usage d'un prix binôme [V.P. Goldberg, J.R. Erickson, 1987]. Par ailleurs, l'étude des contrats gaziers américains établis pendant la période 1940-1954³³ témoigne : de la volonté des acteurs d'équilibrer leurs investissements spécifiques respectifs, on note ainsi que l'investissement dans les infrastructures de rassemblement³⁴ est consenti par celui des partenaires qui supporte le moins d'investissements spécifiques ; que les clauses *take or pay* servent à l'équilibrage des pouvoirs de négociation en limitant la menace de non-enlèvement ; et que, lorsque les conditions d'offre sont suffisamment homogènes, les acteurs préfèrent recourir à la clause de la nation la plus favorisée³⁵ plutôt que de prévoir des renégociations alors qu'un déséquilibre d'investissements spécifiques est observé [J.H. Mulherin, 1986]. Or nous avons ici une situation dans laquelle les déséquilibres d'investissements spécifiques

³⁰ Si le prix du fuel lourd baisse beaucoup.

³¹ Si la clause *take or pay* n'est pas respectée comme ce fut, par exemple, le cas en Thaïlande lors de la baisse des prix des produits pétroliers survenue en 1986.

³² Ce constat fournit une explication supplémentaire de la difficulté qu'ont les acteurs de tomber d'accord lors de la négociation du contrat de commercialisation. Celui-ci est censé réguler la relation durant toute la vie du projet or cela est incompatible avec les exigences des agents dont la prise en compte requiert une révision des conditions contractuelles. Celles-ci sont initialement nécessairement favorables à la compagnie pétrolière (elle consent l'essentiel des investissements spécifiques) dans la mesure où il est fait usage d'un prix linéaire, mais leur réévaluation s'impose au terme d'un délai relativement court pendant lequel les rapports de force des deux agents se rééquilibrent.

³³ Période de contexte non-régulé consécutive à une période d'intervention légale ayant conduit à une segmentation verticale des activités.

³⁴ Il s'agit des conduites qui acheminent le gaz produit en différents endroits vers le lieu de traitement.

³⁵ Cette clause ne peut pas être utilisée dans le cas des PVD car elle requiert une multiplicité d'offreurs et des conditions d'offre homogènes.

en défaveur du producteur sont fréquents, ce qui exclue la renégociation bien qu'elle soit nécessaire compte tenu de l'usage d'un prix linéaire. Quant au mode d'indexation du prix et à la clause *take or pay*, ils doivent être interprétés soit comme le moyen de rééquilibrer les pouvoirs de négociation (cas de la clause *take or pay*), soit comme le moyen de parvenir à un accord malgré la situation conflictuelle qui prévaut (cas de l'indexation sur le fuel lourd). Le partage de la rente n'étant pas effectué en tenant compte des valeurs qui en affectent et la valeur et l'allocation, l'indexation sur le fuel lourd constitue un moyen substitut de réaliser ce partage, acceptable par les deux parties, cela d'autant qu'il est du même coup possible de garantir dans une certaine mesure le taux d'utilisation des infrastructures puisque les produits pétroliers sont les substituts ex-post du gaz naturel dans les centrales électriques. Dans une situation de négociation excessivement complexe cette solution constitue pour les acteurs un *optimum économique de second rang*.

Une telle inadéquation de la solution retenue au problème posé semble difficile à admettre ; une explication peut être avancée. Comme l'a montré M. Crozier [1977] dans le cadre de l'analyse de l'entreprise, les comportements des agents sont déterminés par des "construits sociaux" essentiellement conditionnés par les apprentissages culturels dont ont bénéficié les agents. Ce point de vue fournit une explication au fait qu'il soit fait usage de contrats établis selon une logique de Marché (prix et quantités) alors que la situation ne s'y prête pas.

3.2 La relation entre le transporteur et son client

Les contrats de cession du gaz entre la compagnie gazière et le producteur d'électricité donnent lieu à de fréquentes contestations³⁶. Il faut dire que ces accords ne font généralement pas l'objet de discussions aussi approfondies que les contrats d'achat-vente "à la tête du puits" : soit que l'Etat tranche, soit que l'apparence du consensus et de brefs délais de finalisation de l'accord soient jugés nécessaires afin de rassurer le producteur et permettre la mise en oeuvre du projet. Cependant, tous les ingrédients d'une situation conflictuelle sont ici réunis ; il peut notamment en découler un choix non-optimal des investissements dans le secteur électrique³⁷.

En ce qui concerne la génération d'électricité l'opportunité résulte : de ce que les énergies substituables au gaz naturel sont différentes selon que l'on se place ex-ante et ex-post et ; de ce que les énergies substituables ex-post sont différentes selon le type d'équipement retenu. Le producteur d'électricité a le choix entre deux types de centrales à gaz : les centrales thermiques classiques duales gaz naturel/fuel lourd et les cycles combinés. De ces deux équipements le second présente les meilleures performances économiques puisque le rendement thermique est supérieur et l'investissement moindre. Le choix n'est cependant pas aussi évident qu'il n'y paraît à première vue car le combustible alternatif au gaz naturel est près de deux fois plus coûteux dans le cas du cycle combiné. Or, si cet élément n'est pas de nature à remettre en cause la supériorité économique du cycle combiné sur la seule base de la prise en compte de l'énergie alternative comme combustible d'appoint³⁸, il en va autrement si l'on tient compte de la logique de fonctionnement du système. En effet, le gain lié au faible investissement est susceptible d'être capté par le fournisseur de gaz naturel si celui-ci a la possibilité d'élever son prix de cession ; or ceci est d'autant plus facile que le prix du combustible de substitution dans un équipement donné est élevé. La solution du cycle combiné s'accompagne donc, pour le producteur d'électricité d'un moindre pouvoir de négociation quant au prix du gaz et cela peut entraîner une préférence pour la centrale duale malgré une moindre performance globale. En fait, cet élément du choix ne devrait pas gêner outre mesure le

³⁶ Confère notamment les cas de l'Inde et de la Thaïlande.

³⁷ Ce qui peut avoir un impact considérable sur la rentabilité économique globale du projet car celle-ci doit beaucoup aux performances économiques des centrales à cycle combiné.

³⁸ Notons en effet que *même dans le cas* où le combustible d'appoint devient l'unique combustible utilisé, le cycle combiné conserve sa compétitivité pour une production en base.

producteur d'électricité car son fournisseur a en général lui-même consenti des investissements hautement spécifiques ; ceci étant considéré le producteur d'électricité optant pour une centrale duale se comporte comme une entité hautement averse au risque³⁹.

4 Propositions pour élever l'efficacité

Différents moyens peuvent être mis en oeuvre pour élever l'efficacité économique des échanges au sein du sous-système productif de génération d'électricité à partir du gaz naturel. Il est notamment possible de faire évoluer les contrats et les politiques d'investissement afin de mieux satisfaire les exigences fondamentales des relations commerciales mises en oeuvre. La compagnie Total paraît s'engager dans une telle voie ; il est par ailleurs envisageable, comme l'illustre le cas de la Côte d'Ivoire, de recourir à l'intégration verticale⁴⁰.

4.1 Le principe d'efficacité

Deux types de solutions peuvent permettre de pallier la présence d'importants coûts de transaction : l'internalisation des échanges (intégration verticale) et la réduction de ces coûts. Deux voies peuvent être envisagées pour rechercher l'accomplissement de ce dernier objectif : la mise en oeuvre de contrats d'incitation permettant d'atteindre un optimum de second rang⁴¹ ; et, d'autre part, le recours aux contrats coopératifs⁴² visant l'établissement d'un mode d'allocation des ressources adapté. Dans le premier cas on modifie les règles admises dans les contrats traditionnels afin de *minimiser les dysfonctionnements* du Marché ; dans le second on vise l'émergence de la logique coopérative en créant un mode d'allocation des ressources *qui se substitue au Marché* [J.L. Gaffard, 1990].

La logique permettant de poursuivre ce dernier objectif requiert la mise en oeuvre des caractéristiques spécifiques du plus élevé des neuf niveaux de complexité que comporte la typologie des systèmes de Boulding⁴³. Ainsi devient-il possible de faire appel à *l'imagination* et à *l'autofinalisation*. Grâce à la première de ces fonctions, le système peut s'organiser à travers des mécanismes d'apprentissage et d'invention ; la seconde permet pour sa part à l'ensemble des acteurs de se donner une finalité collective. Cette dernière fonction est de la plus haute importance car nous sommes en présence d'un système (ou organisation) à décideurs multiples [M. Crozier, 1977] à l'intérieur duquel prédominent les relations conflictuelles (par rapport aux relations coopératives). Le but à poursuivre est la recherche d'efficacité en opérant des choix de structure et d'organisation déterminants quant à la finalité du système et quant à la mise en oeuvre des modalités permettant d'y parvenir. Selon B. Coriat [1991], "l'innovation contractuelle pratiquée dans la relation de sous-traitance japonaise permet de tirer les bénéfices traditionnels de l'intégration économique, tout en décentralisant la production à des niveaux non-égaux". L'innovation dont il est question touche à la

³⁹ Plusieurs éléments peuvent cependant compliquer la situation à ce stade de l'analyse. D'une part le vendeur de gaz peut, lui-même ne pas avoir consenti d'importants investissements spécifiques, soit que la distance de transport ne soit pas importante, soit que le gouvernement ait lui-même consenti les dépenses. D'autre part parce qu'entre deux compagnies nationales (gazière et électrique) les rapports de pouvoir de négociation peuvent ne pas dépendre essentiellement des investissements spécifiques mais plutôt de facteurs politiques.

⁴⁰ C'est la solution prônée par l'analyse transactionnelle lorsque les coûts de transaction sont très importants [O.E. Williamson, 1989].

⁴¹ Cette approche a largement profité de la théorie du principal et de l'agent. Le contrat tient compte du comportement des agents, il est conçu afin que ce dernier ne prenne pas les décisions pénalisantes qu'il prendrait autrement.

⁴² Que l'on peut aussi appeler contrats organisationnels, ils sont largement utilisés au Japon [B. Coriat, 1991].

⁴³ Se reporter à J.L. Le Moigne, *La théorie du système général*, PUF, 1978.

nature fondamentale du contrat. Dans sa conception classique⁴⁴ celui-ci peut au mieux, dans le cas qui nous occupe, conduire à la réalisation d'un optimum de second rang qui, déjà, suppose de recourir à une forme sophistiquée d'arrangement : le contrat d'incitation [S.J. Grossman, O. Hart, 1983].

4.2 L'équilibre dynamique des pouvoirs de négociation et le partage du risque

L'équilibre initial des investissements spécifiques est fondamental pour que le principe de renégociation puisse être accepté, il peut être recherché par la pratique de l'otage⁴⁵ ; ainsi se trouve réglé le problème de l'opportunisme lié au différentiel d'exposition commerciale à long terme relative aux investissements spécifiques. Les moyens suggérés par la théorie de la coopération industrielle [J.L. Gaffard, 1990], également, peuvent être utilisés à cette même fin : les acteurs opérant à un stade donné du sous-système productif peuvent participer financièrement voire techniquement aux activités conduites sur les autres segments, ces acteurs peuvent aussi payer certains sous-traitants du partenaire. Le recours à ce type de solution correspond à des situations de quasi-intégration⁴⁶.

Le recours à un prix binôme facilite le maintien de cet équilibre dans le temps ; est ainsi traité le problème d'opportunisme lié au différentiel d'exposition commerciale à court terme relative aux investissements spécifiques⁴⁷. En effet, la partie fixe du prix peut être établie pour permettre l'amortissement des investissements spécifiques du producteur selon un rythme mutuellement accepté qui tient compte : d'une part du taux de rentabilité interne requis par la compagnie pétrolière, notamment compte tenu du risque estimé ; d'autre part du partage du risque de débouché, puisqu'une partie de la prime fixe doit être reportée sur le prix proportionnel pour décharger la compagnie gazière d'une partie du risque de débouché (modèle de Katz)⁴⁸.

L'équilibre global des pouvoirs de négociation au sein du sous-système productif suppose par ailleurs que la compagnie gazière et le producteur d'électricité réalisent le même type d'accords que ceux établis en amont entre le producteur et le transporteur. En cas de déséquilibre des pouvoirs de négociation en un point donné du sous-système productif, un mécanisme convenu ex-ante peut être retenu afin que la valeur de l'otage soit ajustée. Il est en effet important d'assurer l'équilibrage dans le temps des pouvoirs de négociation, c'est la condition pour pouvoir envisager des renégociations et, par conséquent, pour donner au système organisationnel la souplesse nécessaire pour s'adapter au cours de la vie du projet.

La mise en place de tels contrats permet, notons le au préalable, de réduire le risque global ; il s'agit en effet de mettre en oeuvre un équilibre coopératif, ce qui élimine deux types de risques : ceux créés par les agents lorsqu'ils mettent en oeuvre des comportements non-coopératifs et ceux induits par les interférences survenant entre la poursuite simultanée de plusieurs objectifs à l'aide d'un prix linéaire.

⁴⁴ Que l'on peut qualifier de "contractualiste" (O. Favereau, "Marchés Internes, Marchés Externes", Revue Economique n°40, 1989).

⁴⁵ Le déséquilibre est compensé par la remise, en gage, d'une somme dont le partenaire ayant consenti les investissements spécifiques les plus importants pourra disposer en cas d'opportunisme.

⁴⁶ La quasi-intégration est "l'établissement de relations verticales intermédiaires entre les contrats de long terme et l'intégration verticale" [M.E. Porter, 1982]. On peut, avec M.E. Porter, en distinguer plusieurs formes : l'investissement dans une part minoritaire du capital social ; l'attribution de prêts ou de garanties de prêts, ou de crédits antérieurs aux achats ; les accords de négociation exclusifs ; la réalisation d'installations logistiques spécialisées ; la coopération en R & D.

⁴⁷ Qui correspond à la part relative des coûts fixes supportés pour la commercialisation d'une quantité donnée de gaz compte tenu d'un certain taux d'utilisation des équipements.

⁴⁸ Ce point est essentiel puisque le risque de marché provient notamment du segment aval du sous-système productif et que la compagnie gazière doit, comme le producteur, amortir ses investissements spécifiques.

On peut incorporer des primes de risque préalablement négociées dans les calculs des parties fixes des prix du producteur et de la compagnie gazière. Le risque diminuant avec le temps au fur et à mesure de l'amortissement des investissements, l'ajustement des primes de risque doit être prévu. On peut convenir ex-ante d'un mécanisme permettant de redéfinir l'intervalle dans lequel s'inscrirait la valeur de cette prime en cas de renégociation ; ce mécanisme utilisant notamment le critère du taux d'utilisation des infrastructures. L'indexation, également, peut être utilisée pour lier la valeur de la prime de risque aux quantités échangées cumulées puisque le risque diminue à mesure que celles-ci augmentent.

4.3 Le partage de la rente et l'optimalité du niveau de production

La valeur de la rente globale dépend du taux d'utilisation des infrastructures et du prix du charbon. Dans ces conditions, son partage peut être efficacement opéré par l'intermédiaire de la partie proportionnelle du prix. En effet, la part de la rente captée dépend alors, de même que sa valeur totale, des quantités consommées.

Notons que le taux d'utilisation des infrastructures est nécessairement élevé s'il est fait usage d'un tarif binôme rendant compte des coûts fixes spécifiques (c'est à dire dans lequel la part proportionnelle est peu importante au regard de la partie fixe). L'utilisation optimale des infrastructures implique que la compétitivité du gaz soit assurée tant vis à vis des énergies le concurrençant dans une même centrale que vis à vis de celles qui le concurrencent *dans les autres* centrales électriques existantes fonctionnant en base. En effet, le gaz, pour la production duquel ont été consentis des investissements spécifiques représentant 80 % (au moins) du coût de revient, doit être préféré *dans tous les cas* au charbon (donc à fortiori au fuel lourd) dont le coût comporte une composante irrécouvrable généralement négligeable⁴⁹. Dans ce cas l'impact de la demande d'électricité sur le taux d'utilisation est de surcroît réduit car les centrales à gaz (notamment le cycle combiné qui présente un excellent rendement calorifique) sont toujours appelées en priorité et ce sont donc les autres centrales fonctionnant en base qui, à la marge, voient leur taux d'utilisation affecté par l'évolution de la demande. On peut alors anticiper de manière fiable un certain taux d'utilisation⁵⁰ pour lequel il est aisé d'établir des prix (composante proportionnelle) qui réalisent les transferts de rente adéquats aux deux interfaces où ont lieu les échanges. Pour réduire le risque perçu par les différents agents quant à ce partage, il faut tenir compte des éventuels décalages entre le taux d'utilisation attendu et la réalité. Ceci peut être fait en prévoyant une renégociation dans le cas où l'écart entre les deux valeurs se révélerait important (une fourchette de valeurs limites peut être prévue par contrat) ou en recourant à l'indexation (la formule lie le prix proportionnel au taux d'utilisation observé). Par ailleurs, pour tenir compte de l'évolution du prix du charbon, la partie proportionnelle du prix doit être indexée à ce paramètre. Il ne s'agit pas ici d'assurer la compétitivité du gaz (elle est assurée par le recours à un prix binôme) : la finalité de l'indexation est le partage de la rente.

⁴⁹ Ces énergies, quant elles ne sont pas achetées sur le marché international, ont en effet des affectations alternatives correspondant à des valorisations correctes du produit (ce qui n'est pas le cas du gaz naturel).

⁵⁰ La faible part relative de la partie proportionnelle dans le prix total ramené à une unité de quantité permet au système d'induire la réalisation d'un niveau de production très élevé. D'autant qu'une clause *take or pay*, qui peut conserver sa raison d'être si une partie de l'amortissement des investissements est réalisée par l'intermédiaire de la partie proportionnelle du prix (pour le partage du risque), a dans ces conditions toutes les chances d'être crédible.

4.4 Les évolutions observées dans la réalité

Deux exemples témoignent des évolutions observées en matière d'organisation des projets gaziers dans les PVD : le premier relève de la logique de réduction des coûts de transaction tandis que le second appartient au registre de l'internalisation des échanges.

La compagnie Total s'intéresse à des projets dits "de troisième type", qui se tiennent dans les PVD, qui sont opérés en partenariat avec la compagnie nationale des hydrocarbures, qui sont à priori difficiles et risqués mais qu'une étude minutieuse couplée à une bonne organisation peuvent transformer en projet réalisant un bon niveau de rentabilité [B.C. Duval, 1992]. B.C. Duval développe l'idée d'une vision globale du risque politique qui fait appel au découpage en phases des projets, à la mise en oeuvre d'alliances (notamment avec les partenaires commerciaux dans le cas du gaz naturel) et à la notion de partenariat prolongé (stratégie de long terme, partenariat stratégique avec la compagnie nationale pour une meilleure gestion du risque, innovation des termes contractuels). De tels accords représentent, pour cet auteur, la meilleure garantie pour qu'une bonne relation soit maintenue dans le long terme. B.C. Duval note que "le message est que nous devons être créatifs, non seulement en exploration, non seulement en matière de technologie, mais aussi dans les contrats et les accords de commercialisation."⁵¹

On peut par ailleurs penser, avec J.E. Treat⁵², que l'intégration des activités de production de gaz naturel et de production d'électricité est vouée à se développer. Il considère en effet que "... l'intégration présente un intérêt quand de nouveaux marchés doivent être créés et les infrastructures associées développées. (...) Les compagnies pétrolières auront à penser à l'intégration avale sur la chaîne de valeur du gaz. Les nouvelles activités pourraient inclure les gazoducs, les systèmes de distribution et les industries intensives en gaz naturel telles la génération d'électricité et la pétrochimie."

Le cas de la Côte d'Ivoire illustre cette évolution. Dans ce pays, la SAUR (groupe Bouygues) et EDF sont associés et actionnaires majoritaires dans la CENCI, qui exploitera le gisement de gaz naturel de Foxtrot, et dans la SISP, qui produira de l'électricité (des cycles combinés sont prévus) à partir de ce gaz par ailleurs également vendu à des industriels. Les compagnies pétrolières⁵³ ne tiennent, dans ce schéma, que le (second) rôle de partenaire-opérateur au niveau de la production de gaz naturel. Les activités gazière et électrique sont contrôlées par des opérateurs étrangers, ce qui correspond à une privatisation. Dans le cas de la production d'électricité, le montage réalisé est de type BOT⁵⁴. Bien que contrôlés par les mêmes opérateurs privés étrangers, les consortiums regroupent également d'importants intérêts publics et privés nationaux. Ceci est important pour que soit réduit le risque moral afin de ne pas y exposer les actionnaires étrangers. Ceux-ci pourraient autrement craindre que des prix du kWh défavorables ne leur soient imposés une fois les investissements réalisés. Même intégrée, la filière de production d'électricité à partir du gaz naturel peut en effet voir la rente lui échapper si elle est captée par la compagnie nationale qui achète les kWh ou par les consommateurs. Il doit donc être porté la plus grande attention à la réalisation de l'équilibre des pouvoirs de négociation dans le cas de l'intégration verticale.

⁵¹ Voir également, au sujet des projets "de troisième type", l'article de T. Desmarest, "Third-Type Deals" (Energies n°3, 1993). La compagnie pétrolière Arco, également, aborde le problème dans des termes comparables.

⁵² Se reporter au PIW du 21 décembre 1991. J.E. Treat est vice-président de Booz Allen & Hamilton.

⁵³ Il s'agit de la compagnie privée Apache et de la compagnie nationale ivoirienne des hydrocarbures Petroci.

⁵⁴ Le BOT (*Build Operate Transfer*), comme le BOO (*Build Own Operate*), sont des montages de financement par tiers payant. Une firme étrangère est autorisée à produire voire à transporter ou distribuer de l'électricité (le montage peut s'appliquer au gaz naturel également) et elle se rémunère selon les termes établis dans un contrat de long terme tout en étant soumise à un cahier des charges. Dans le cas du BOT la concession est rendue, de même que les installations, à l'entreprise nationale au terme d'une période prédéterminée.

Conclusion

Les perspectives d'évolution de l'industrie mondiale du gaz naturel, telles qu'elles apparaissent à la lumière de la dynamique historique de développement de cette industrie lorsque l'on tient compte des contraintes d'offre actuelles, permettent de mesurer l'importance des enjeux liés à la réalisation du potentiel de croissance des marchés gaziers dans les PVD. Celle-ci suppose cependant que soient traitées les difficultés organisationnelles propres de cette industrie ; pour y parvenir, le réarrangement complet des contrats et des pratiques d'investissement doit être opéré afin qu'émerge une logique de coopération. De nombreux moyens sont disponibles pour y parvenir à condition de déplacer, dès l'origine de la relation, l'enjeu de la négociation. Une telle remise en question des pratiques contractuelles et des politiques d'investissement est d'autant moins utopique qu'elle offrirait d'importantes perspectives industrielles aux compagnies pétrolières alors que, d'une part, l'industrie mondiale des hydrocarbures connaît une phase de convergence des intérêts des pays détenteurs de réserves et de ceux des opérateurs amont et que, d'autre part, le gaz naturel compte pour une part croissante des réserves propres des compagnies tandis que ces dernières recentrent leur activité sur leur métier premier : l'exploration-production d'hydrocarbures. La mise en oeuvre des schémas coopératifs dont nous avons souligné l'intérêt soulèvera cependant de nombreuses difficultés ; le problème de la prise en compte *simultanée* de l'ensemble des stades de production composant la filière de génération d'électricité à partir du gaz naturel, notamment, mérite un approfondissement d'analyse.

BIBLIOGRAPHIE

- Ball, J., Spottiswoode, D.**, 1992, *The importance of policies to encourage domestic gas utilities*, Gas Markets Conference, février 1992, Jakarta, Indonésie, 13 p..
- Bourcier, P.**, 1989, *Problèmes posés par la mise en valeur des gisements de gaz d'intérêt local*, Revue de l'énergie, n°408, janvier 1989, 7 p..
- Coriat, B.**, 1991, *Penser à l'envers*, Christian Bourgeois, Paris.
- Cornot-Gandolphe, S.**, 1991, *World LNG Trade: A new growth phase*, CEDIGAZ, nov. 1991.
- Crozier, M.**, 1977, *L'acteur et le système*, Le Seuil.
- Delafosse, E.**, 1993, *Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : Evolutions et enseignements*, Revue de l'Institut Français du Pétrole, vol. 48, n°2, mars - avril 1993, p. 159 - 169.
- Duval, B.C.**, 1992, *Total outlines world exploration, production challenges, approaches*, Oil & Gas Journal, 27 juillet 1992, p. 101-105.
- Gaffard, J.L.**, 1990, *économie industrielle et de l'innovation*, Précis Dalloz, Paris.
- Goldberg, V.P., Erickson, J.R.**, 1987, *Quantity and price adjustments in long-term contracts: A case study of petroleum coke*, Journal of Law and Economics, vol. XXX, octobre 1987, p. 369-398.
- Grossman, S.J., Hart, O.D.**, 1983, *The Costs and Benefits of Ownership: A theory of Vertical and Lateral Integration*, Journal of Political Economy, vol. 94, n° 4, p. 691-719.
- Julius, D.A., Mashayekhi, A.**, 1990, *The economics of Natural Gas*, Oxford University Press.
- Katz, M.L.**, 1989, *Vertical Contractual Relations*, in "Handbook of industrial organization", Schmalensee, R., Willig, R.D. Editors, Elsevier Science Publisher, p. 655 - 718.
- Mulherin, J.H.**, 1986, *Complexity in Long-Term Contracts: An Analysis of Natural Gas Contractual Provisions*, Journal of Law, Economics and Organization, vol;2, n°1, printemps 1986, p. 105-117.
- Perroux, F.**, 1960, *La science économique*, in "L'univers économique et social", L'encyclopédie française, tome IX, 20 p..
- Tirole, J.**, 1988, *The Theory of Industrial Organization*, MIT Press, Londres.
- Williamson, O.E.**, 1989, *Transactions Costs Economics*, in "Handbook of industrial organization", Schmalensee, R., Willig, R.D. Editors, Elsevier Science Publishers, p. 135-178.

Déjà parus

- CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,**
Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990.
- CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,**
Canadian gas exports : modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990.
- CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,**
Raffinage et environnement.
Janvier 1991.
- CEG-4. D. BABUSIAUX,**
Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990.
- CEG-5. J.-L. KARNIK,**
Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991.
- CEG-6. I. CADORET, P. RENO,**
Elasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991.
- CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,**
Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.
Juillet 1991.
- CEG-8. J.-M. BREUIL,**
Emissions de SO₂ dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991.
- CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,**
Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991.
- CEG-10. P. RENO,**
Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991.
- CEG-11. E. DELAFOSSE,**
Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992.

CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,

Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992.

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992.

CEG-14. S. NACHET

Le réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des
pollutions maritimes par les hydrocarbures.

Mars 1993.

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET

Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.
Juillet 1993.

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL

Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie; méthodes et
interrogations pour l'avenir.

Septembre 1993.