UNIVERSITE MONTPELLIER I

FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUES

Ecole Doctorale « ECONOMIE GESTION »

Equipe d'accueil : ***CREDEN - LASER***

LA RESTRUCTURATION DES INDUSTRIES GAZIERES AMERICAINE ET BRITANNIQUE : LA REGLEMENTATION DE LA CHARGE D'ACCES AUX RESEAUX DE GAZODUCS

THESE POUR LE DOCTORAT

ès Sciences Economiques

Formation Doctorale :
Politiques Economiques : Macrodynamique et Analyse des Décisions Publiques

Groupe des Disciplines Sciences Economiques du CNU

Section 05

Par

Laurent DAVID

Jury :

- **Monsieur Jean-Marie CHEVALIER, Professeur à l'Université Paris IX Dauphine (Rapporteur)**
- **Monsieur Philippe LE BITOUX, Chargé de mission, Direction Transport de Gaz de France**
- **Monsieur Christian MONTET, Professeur à l'Université Montpellier I**
- **Monsieur Jacques PERCEBOIS, Professeur à l'Université Montpellier I (Directeur de thèse)**
- **Monsieur Yves SMEERS, Professeur à l'Université Catholique de Louvain (Rapporteur)**

28 Octobre 2000

« La faculté n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse ; ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur »

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE **1**

PREMIERE PARTIE : LES EXPERIENCES AMERICAINE ET BRITANNIQUE DE DEREGLEMENTATION

CHAPITRE 1 LA DEREGLEMENTATION ET SON IMPACT SUR L'ORGANISATION DE L'INDUSTRIE GAZIERE NORD-AMERICAINE *7*

INTRODUCTION **8**

SECTION 1 LE CADRE REGLEMENTAIRE DE L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL **10**

1.1. Les institutions en charge de la réglementation/déréglementation *10*

1.2. Le contexte d'avant 1982 ..... *11*

1.3. Deuxième phase de la déréglementation : le décret 636 ..... *16*

1.4. Une approche critique du processus de déréglementation gazière américain *20*

SECTION 2 LES CONSEQUENCES DE LA DEREGLEMENTATION GAZIERE **25**

2.1. Les réactions des acteurs de l'industrie gazière *26*

2.2. De nouveaux marchés et de nouveaux contrats *30*

2.3. Les stratégies d'intégration *43*

2.4. Conclusion *49*

SECTION 3 LES QUESTIONS EN SUSPENS **50**

3.1. Au niveau du transport inter-Etats *50*

3.2. La déréglementation gazière au niveau des Etats *53*

3.3. Conclusion *60*

SECTION 4 LES TARIFS DE TRANSPORT ET LEUR REGLEMENTATION **61**

4.1. Les relations entre le gazoduc et l'affréteur *61*

4.2. La méthode SFV *64*

4.3. Les modalités du contrôle tarifaire de la FERC *68*

4.4. Les méthodes de réglementations alternative au cost plus pour les tarifs du transport gazier *76*

4.5. Conclusion *78*

CONCLUSION DU CHAPITRE 1 ..... **80**

CHAPITRE 2 L'ORGANISATION DE L'INDUSTRIE GAZIERE BRITANNIQUE *83*

INTRODUCTION **84**

SECTION 1 LA DEREGLEMENTATION DE L'INDUSTRIE GAZIERE BRITANNIQUE **87**

1.1. Les institutions en charge de la réglementation/déréglementation *87*

1.2. Avant 1986 : le contexte *89*

1.3. Les principales étapes de la déréglementation *91*

1.4. Les enjeux réglementaires actuels *109*

1.5. Bilan de la déréglementation gazière britannique *118*

SECTION 2 LE *PRICE CAP* APPLIQUE AU TRANSPORT DU GAZ EN GRANDE-BRETAGNE **120**

2.1. Les tarifs de transport *120*

2.2. Les principes de calcul d'un plafond calculé selon la méthode RPI-X *134*

2.3. La formule pour la période avril 1997 – mars 2002 ..... *137*

2.4. Correction des plafonds en fonction des volumes réels *145*

2.5. Comparaison des deux formules *147*

CONCLUSION DU CHAPITRE 2 ..... **155**

DEUXIEME PARTIE : APPROCHE THEORIQUE DES REGLEMENTATIONS APPLIQUEES AUX TARIFS DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL PAR GAZODUC

CHAPITRE 3 L'INTERPRETATION THEORIQUE DES REGLEMENTATIONS TARIFAIRES APPLIQUEES AU TRANSPORT GAZIER EN GRANDE-BRETAGNE ET AUX ETATS-UNIS. *159*

INTRODUCTION **160**

SECTION 1 LE MODELE DE REFERENCE **164**

1.1. Les hypothèses *164*

1.2. Le monopole non contraint *165*

1.3. La maximisation du surplus global sous contrainte de l 'équilibre budgétaire de la firme réglementée *167*

1.4. Les surplus collectifs de référence *170*

SECTION 2 LA REGLEMENTATION PAR LE COUT DU SERVICE **172**

2.1. Définitions *172*

2.2. Avantages *173*

2.3. Les inconvénients *181*

2.4. Conclusions *189*

SECTION 3 LA REGLEMENTATION PAR PLAFOND DE PRIX **190**
3.1. Les différentes formes de price cap dans un contexte statique *191*
3.2. Les différentes formes de price cap dans un contexte dynamique *204*
3.3. Conclusion *216*
SECTION 4 LA FRONTIERE ENTRE LE COUT DU SERVICE ET LE PLAFOND DE PRIX **219**
4.1. La durée de la période régulatoire *219*
4.2. La prise en compte des coûts *219*
4.3. Conclusions *223*
SECTION 5 LA FORMULE HYBRIDE APPLIQUEE AU TRANSPORT GAZIER BRITANNIQUE **224**
5.1. Evaluation de la formule hybride dans un contexte où la firme est myope *225*
5.2. La proportion β optimale lorsque la firme n'est pas myope *229*
CONCLUSION DU CHAPITRE 3 ..... **245**
CHAPITRE 4 LA CHARGE D'ACCES OPTIMALE POUR UNE INDUSTRIE GAZIERE INTEGREE *249*
INTRODUCTION **250**
SECTION 1 LA REGLE ECP ET LE TRANSPORT DU GAZ NATUREL **253**
1.1. Le cadre des marchés contestables *253*
1.2. La règle ECP *261*
1.3. Conclusion *268*
SECTION 2 REGLEMENTATION DE LA CHARGE D'ACCES ET DU PRIX SUR LE MARCHE AVAL **270**
2.1. Le modèle d'ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS *270*
2.2. Comparaison de la règle de RAMSEY-BOITEUX avec l'ECPR : efficacité allocative versus efficacité productive *274*
2.3. Conclusion *276*
SECTION 3 IMPACT DE LA CHARGE D'ACCES SUR L'EQUILIBRE D'UN DUOPOLE **278**
3.1. Les hypothèses générales *278*
3.2. Concurrence à la BERTRAND *279*
3.3. Concurrence à la COURNOT *287*
3.4. Conclusion *297*
CONCLUSION DU CHAPITRE 4 ..... **299**
CONCLUSION GENERALE **301**

Introduction Générale

La réglementation des réseaux de transport et de distribution est l'enjeu principal des réformes réglementaires dont font l'objet les industries gazières. L'objectif global de ces réformes est la mise en place de conditions propices au développement de la concurrence en amont, au niveau de la production, et surtout en aval, au niveau de la fourniture aux utilisateurs finals. La vente de la molécule gaz à ces derniers implique que les fournisseurs disposent d'un accès aux installations de transport gérées par les opérateurs historiques. L'ouverture de cet accès soulève deux questions essentielles qui structurent ce travail : l'opérateur historique doit-il maintenir son activité de fourniture ? Comment contrôler les tarifs du transport de gaz naturel par gazoduc qui demeure un monopole naturel ?

La directive européenne du 22 juin 1998 relative au marché intérieur du gaz naturel prévoit que les états membres mettent en place les conditions d'un accès des tiers au réseau équitable pour les clients éligibles. En ce qui concerne la séparation des activités des entreprises exploitant les réseaux, la directive ne prévoit qu'une séparation comptable : « Les entreprises de gaz naturel intégrées tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et, le cas échéant, des comptes consolidés pour les activités non liées au gaz comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Elles font figurer dans cette comptabilité interne un bilan et un compte de résultats pour chaque activité » (Directive 98/30/CE, Chapitre V « Dissociation comptable et transparence de la comptabilité », Article 13, alinéa 3). Les Etats membres peuvent donc conserver la structure intégrée de l'opérateur historique s'ils estiment que la séparation comptable est suffisante pour garantir la transparence de l'accès des tiers au réseau.

En ce qui concerne l'accès proprement dit, la directive autorise l'accès négocié comme l'accès réglementé. Dans le cadre d'un accès négocié, les Etats membres doivent faire en sorte que les clients éligibles ou leurs fournisseurs, puissent négocier de bonne foi un accès au réseau (Directive 98/30/CE, Chapitre VI « Accès au réseau », Article 15, alinéa 1). Les exploitants de gazoducs sont tenus par la directive de publier chaque année les principales conditions commerciales pour l'utilisation du réseau (Directive 98/30/CE, Chapitre VI,

Article 15, alinéa 2). Si les Etats membres optent pour un accès réglementé, ils sont tenus par la directive de « donner aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau interconnecté, un droit d'accès au réseau, sur la base de tarifs et/ou d'autres clauses et obligations publiés pour l'utilisation de ce réseau » (Directive 98/30/CE, Chapitre VI, Article 16). La Directive laisse donc toute latitude aux Etats membres pour contrôler les tarifs de l'accès des tiers au réseau.

La transposition de la directive 98/30/CE dans chaque Etat membre laisse donc au législateur ou au régulateur national deux choix cruciaux : le degré de séparation verticale de l'opérateur historique et le type de contrôle appliqué aux tarifs de l'accès au réseau. L'objectif de notre travail est d'apporter des éléments susceptibles d'éclairer ces choix en nous fondant sur les expériences de déréglementation américaine et britannique que nous confronterons aux préceptes de la théorie économique en matière de réglementation et de tarification.

Le choix de ces deux pays tient d'une part au recul qu'ils offrent en la matière puisqu'ils figurent parmi les premiers pays à avoir ouvert leurs marchés gaziers (1992 pour les États-Unis et 1986 pour la Grande-Bretagne) et d'autre part à l'opposition qui caractérise les choix de leur régulateur en matière de réglementation du transport gazier. Aux Etats-Unis, les tarifs du transport inter-Etat sont réglementés sur la base du coût du service. Les gazoducs doivent soumettre au régulateur des tarifs justifiés par les coûts que les services de transport entraînent. Le prix de l'accès incorpore également un rendement « juste et raisonnable » pour les actionnaires calculé sur la base d'un taux défini par le régulateur. Toute modification des tarifs doit être avalisée par le régulateur. La réglementation par *price cap* à laquelle est soumise l'opérateur du réseau gazier britannique (Transco) consiste pour le régulateur à fixer un prix plafond à la firme pour une période de plusieurs années. Dans ce cadre réglementaire, la firme reste libre de fixer ses tarifs tant qu'elle respecte ce plafond.

Au-delà de la différence du mode de contrôle tarifaire, le contraste entre l'approche britannique et l'approche américaine tient aussi à séparation des activités assurées par les transporteurs. Aux États-Unis, le texte instaurant l'ATR (le décret 636) prévoit une séparation totale du transport et de la fourniture. Au Royaume-Uni, au contraire, British Gas est restée intégrée verticalement 10 ans après l'ouverture du marché gazier.

Nous analyserons les choix dont dispose le régulateur gazier en matière de réglementation du transport gazier à l'aune de deux principes d'efficacité. Un principe d'efficacité productive selon lequel chaque firme doit exercer ses activités au coût minimum et selon lequel les activités doivent être réparties entre les firmes de manière à minimiser

l'ensemble des coûts de l'industrie ; un principe d'efficacité allocative selon lequel les ressources rares dans l'économie doivent être allouées entre les acteurs (producteurs et consommateurs) de manière à obtenir le bien-être maximum. Le principe d'efficacité allocative implique que le prix que pratique la firme réglementée corresponde au coût réel de fourniture. S'il privilégie ce principe, le régulateur choisira une réglementation par le coût du service qui garantit la concordance des prix par rapport aux coûts. Si au contraire, le principe d'efficacité productive est le moteur principal de son action, le régulateur optera pour une réglementation par plafond de prix qui incitera la firme à minimiser ses coûts de production. Ces deux principes ne peuvent qu'exceptionnellement être respectés simultanément. En effet, dans le cadre d'un *price cap*, si la firme parvient à abaisser son coût moyen sensiblement sous le plafond de prix fixé par le régulateur, elle bénéficiera d'une rente qui contredira le principe d'efficacité allocative dans la mesure où le consommateur acquittera un prix qui ne correspondra pas au coût réel. A l'opposé, lorsque les tarifs de la firme sont réglementés par le coût du service, le principe d'efficacité productive est bafoué dans la mesure où la firme n'est pas incitée à minimiser ses coûts. Lorsque l'exploitant du réseau de transport conserve une activité de fourniture, le régulateur dispose également d'un arbitrage entre efficacité productive et efficacité allocative s'il réglemente simultanément le prix de vente du gaz et la charge d'accès.

La littérature économique sur la réglementation a considérablement évoluée depuis les années 80 avec la prise en compte des asymétries d'informations qui existent dans la relation principal-agent qui unit l'opérateur d'un réseau à son régulateur. Depuis les travaux fondateurs de BARON et MYERSON [1982] et de LOEB et MAGAT [1979], la réglementation est conçue en théorie comme une relation d'agence. L'ouvrage de LAFFONT et TIROLE propose une vision synthétique des approches normatives de la réglementation des monopoles naturels dans le cadre de la théorie principal-agent. Les références normatives dans ce domaine sont aujourd'hui établies, cependant comme le remarquent LAFFONT et TIROLE en préambule à leur ouvrage [1993, p.xviii], il apparaît que les méthodes actuellement en vigueur dans les industries déréglementées s'inspirent plus d'études empiriques et de sagesse populaire que des travaux théoriques. Notre travail peut alors être considéré comme une tentative pour établir un lien entre les modes de réglementation issus de la pratique (*price cap*, *cost plus*, ECPR) et les références issues de la théorie normative. Notre approche de la réglementation est donc plus positive que normative puisque notre démarche consiste à apprécier les pratiques en vigueur aux États-Unis et au Royaume-Uni par rapport aux critères définis par la théorie économique.

Loin de proposer une règle de contrôle optimale pour le transport de gaz naturel, notre ambition est de souligner les avantages et les faiblesses des réglementations appliquées au transport de gaz naturel mais également à d'autres industries déréglementées et de tenter de définir les mécanismes qui paraissent les plus appropriés au transport du gaz naturel par gazoduc. Alors que la directive européenne sur le marché intérieur du gaz est actuellement transposée dans les lois des Etats membres de l'Union, ce travail peut servir de base à une réflexion sur les modèles appliqués en Grande-Bretagne et aux Etats-Unis dans le gaz naturel mais également sur les propositions récentes de la théorie qui ont reçu un écho dans la réglementation de l'accès pour les télécommunications.

Notre recherche se décompose en deux parties. La première partie est consacrée à l'étude des déréglementations gazières nord-américaine et britannique. Les différences de conditions préalables à la déréglementation ainsi que les différences inhérentes au processus de déréglementation nous ont fait privilégier une structure en deux chapitres, le premier étant consacré à la déréglementation gazière américaine et le second aux réformes britanniques. En effet, les Etats-Unis sont caractérisés par de nombreux réseaux tandis que le système gazier britannique s'organise autour d'un réseau principal exploité par une seule entité. D'autre part la réglementation américaine se décompose en deux niveaux : fédéral et local, ce qui n'est pas le cas en Grande-Bretagne. En outre, le processus d'ouverture des réseaux gaziers a été rapidement mené jusqu'à son terme au Royaume-Uni où toutes les catégories d'utilisateurs finals ont la possibilité de choisir leur fournisseur, tandis qu'aux Etats-Unis, la déréglementation fédérale est achevée mais l'ouverture des réseaux de distribution n'est effective que dans trois Etats. Dans chacun des deux chapitres, une section est consacrée aux tarifs du transport gazier et à leur réglementation.

La deuxième partie considère les deux types de réglementation relevée dans la première partie sous l'angle théorique et évalue les conséquences de l'intervention en aval du monopole chargé du transport sur la détermination de la charge d'accès par le régulateur. Le troisième chapitre s'articule autour d'un modèle unique destiné à rendre compte des effets des différentes formes de la réglementation par le coût du service et des différentes formes de price cap. Ces effets sont appréciés par rapport au cas de référence que constituent la tarification d'un bien par un monopole et la tarification RAMSEY-BOITEUX. Etant donné que la directive européenne relative à l'ouverture des réseaux gaziers n'impose pas le démantèlement des opérateurs historiques selon leurs activités, nous évaluons les conséquences de l'intégration verticale de ces opérateurs sur le niveau de la charge d'accès.

Partant d'une analyse critique de la règle ECP qui suppose que la charge d'accès doit incorporer un élément qui compense la perte de part de marché supportée par l'opérateur historique après l'entrée de fournisseurs concurrents en aval, nous tentons de caractériser la charge d'accès optimale lorsque le régulateur fixe la charge d'accès et le prix final du gaz. Enfin, nous levons cette hypothèse peu compatible avec la concurrence au niveau de la fourniture pour apprécier, dans le cadre d'un modèle duopole dans lequel la firme en place et un entrant se concurrencent par les prix et par les quantités, les déterminants de la charge d'accès.

PREMIERE PARTIE

LES EXPERIENCES AMERICAINE ET ANGLAISE DE DEREGLEMENTATION GAZIERE

Chapitre 1

La déréglementation et son impact sur l'organisation de l'industrie gazière nord-américaine

Introduction

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

La convergence de l'industrie gazière avec l'industrie électrique s'apprécie également au travers des fusions de *utilities* électriques avec des distributeurs gaziers. Le contexte de déréglementation de ces deux industries favorise l'émergence d'entreprises géantes intervenant sur l'ensemble du territoire américain (BROCHU [1997]). L'intégration croissante des entreprises énergétiques et les investissements de certaines *utilities* dans des pays où les industries de réseaux font également l'objet d'une déréglementation témoignent d'une vocation internationale chez ces nouveaux géants énergétiques nord-américains. La déréglementation de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord est donc en train de profondément transformer ces deux industries. Nous présenterons dans une première section les principales étapes du processus de déréglementation qui ont sensiblement modifié le cadre réglementaire dans lequel interviennent les différents acteurs de l'industrie gazière. Dans une

seconde section, nous analyserons les réactions de ces acteurs en termes de relations contractuelles et de stratégie d'intégration. L'ATR instauré par le législateur américain a nécessité une adaptation des gazoducs inter-Etats dont le rôle central dans la chaîne gazière s'est considérablement atténué. Les problèmes soulevés par la transformation de l'activité des gazoducs constituent la première des deux questions en suspens que nous relèverons dans la section 3. La seconde concerne l'extension de l'ouverture des réseaux à l'échelon local. En effet, l'activité des distributeurs-fournisseurs locaux a déjà singulièrement évolué en raison des initiatives réglementaires fédérales. Aujourd'hui les compagnies locales de distribution doivent en plus s'adapter aux différents projets d'ouverture élaborés par les régulateurs locaux. Le transport du gaz naturel demeure une activité dont les rendements d'échelle sont croissants et donc, par nature, propice à l'émergence de monopoles. Les gazoducs qui bénéficient d'un monopole (ou d'un quasi-monopole) sur leur trajectoire sont réglementés par la *Federal Energy Regulation Commission* (FERC). Les tarifs que les gazoducs peuvent appliquer aux affréteurs qui ont recours aux services de transport ferme ou interruptible sont calculés sur la base du coût du service. Nous présenterons dans la section 4 la méthode retenue par les instances réglementaires fédérales afin d'en dégager les atouts et les inconvénients.

Section 1 Le cadre réglementaire de l'industrie du gaz naturel

Le processus de déréglementation de l'industrie gazière a débuté en 1982 (§1.2). C'est à partir de cette date que la FERC, mandatée par les différentes lois concernant l'industrie gazière (§1.1), a instauré progressivement l'accès des tiers au réseau. La deuxième phase de ce mouvement est intervenue en 1986 avec la généralisation de l'ATR (§1.3) qui, au regard de certains auteurs, n'est pas une solution viable pour l'industrie gazière (§1.4).

1.1. Les institutions en charge de la réglementation/déréglementation

Aux États-Unis, les sociétés de gazoducs inter-Etats transportent le gaz des zones de production vers les zones consommatrices (traversant le plus souvent au passage les frontières entre États), où ce gaz est pris en charge par les réseaux gérés par les compagnies locales de distribution (CDL). Ces *utilities* assurent la distribution et fournissent les autres services nécessaires à l'approvisionnement des ménages, des établissements commerciaux et des industriels. Les sociétés de gazoducs inter-Etats sont réglementées au niveau fédéral par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Les CDL, qui sont généralement des compagnies privées[1], sont contrôlées au niveau de chaque État par les *Public Utility Commission* (PUC)[2]. La réglementation fédérale s'applique à l'ensemble des opérations nécessaires au commerce inter-Etats du gaz naturel tandis que la réglementation au niveau de chaque État ne concerne que la distribution locale.

La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) est un organisme de réglementation indépendant qui dépend du *Department Of Energy* (DOE) du gouvernement américain. Sa fonction est de superviser les industries électrique et gazière, les projets hydroélectriques et le réseau de transport du pétrole par pipeline. La mission principale[3] de la FERC est d'assurer aux consommateurs américains des approvisionnements adéquats en électricité, en gaz naturel et en pétrole à des prix raisonnables. L'autorité légale dont jouit la Commission lui vient du *Federal Power Act* (FPA) de 1935, du *Natural Gas Act* (NGA) de 1938, de l'*Interstate Commerce Act* (ICA) de 1976, du *Natural Gas Policy Act* (NGPA) de

[1] Les *Publicly Owned Utilities* sont des compagnies à capitaux publics.
[2] Ces commissions s'intitulent parfois *Public Service Commission* (PSC).
[3] Cette mission implique différentes responsabilités : la FERC doit s'assurer que tous les consommateurs ont accès à un service électrique fiable, sécuritaire et à un prix raisonnable ; elle réglemente le transport du pétrole par pipeline dans les transactions inter-États, le transport du gaz naturel dans les transactions inter-États ainsi que la transmission et la vente de gros de l'électricité dans les transactions inter-États ; elle autorise et contrôle les projets hydroélectriques que ce soit des initiatives privées, municipales ou fédérales ; enfin elle est en charge des questions environnementales.

1978, du *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) de 1978 et, enfin, de l'*Energy Policy Act* (EPACT) de 1992.

Les lois NGA, NGPA, *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA), *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* (NGWDA) et EPACT sont les bases législatives sur lesquelles repose tout le pouvoir de surveillance dont dispose la FERC sur l'industrie du gaz naturel. Sous le NGA, la Commission réglemente la construction de pipelines et le transport du gaz naturel dans les transactions inter-Etats. Les compagnies qui fournissent les services et les moyens de construire et d'opérer les pipelines inter-Etats doivent d'abord obtenir l'autorisation auprès de la FERC. Elle supervise la mise à l'écart ou l'abandon d'installations ou de services. Le contrôle de la tarification des services proposés par les gazoducs figure également parmi ses attributions. L'étude des étapes de la déréglementation gazière va nous permettre de revenir sur les principaux textes qui fondent l'autorité de la FERC.

1.2. Le contexte d'avant 1982

1.2.1. Le Natural Gas Act (1938)

La réglementation de l'industrie gazière aux États-Unis a évolué de façon cyclique durant les 6 dernières décennies (JURIS [1998, p.1]). Jusqu'en 1938, le contrôle exercé par l'Etat était plutôt léger. En 1938, le *Natural Gas Act* (NGA) donne à la *Federal Power Commission* (maintenant la FERC) le pouvoir de réglementer les tarifs de revente du gaz et les tarifs de transport inter-Etats de gaz naturel. Ce texte a instauré un régime d'autorisations délivrées par la FPC pour les nouveaux services et les nouveaux gazoducs. Cette loi visait à atténuer le pouvoir monopolistique grandissant détenu par les gazoducs inter États. Pendant les années 40 et 50, d'importants surplus ont maintenu les prix du gaz naturel à des niveaux peu élevés ce qui a provoqué un quadruplement de la consommation. Cette croissance s'est surtout manifestée dans le secteur industriel et dans le secteur résidentiel où le gaz, comme source de chaleur, a été installé dans des millions de foyers. Le principal objectif de la régulation à cette époque était d'assurer le développement de l'industrie du gaz naturel et d'organiser l'écoulement des surplus gaziers du Sud des États-Unis vers les nouveaux marchés du Nord-Est et du Midwest. Etant donné le coût qu'entraînent la construction et l'expansion d'un gazoduc, pour pouvoir réaliser ces travaux, une compagnie devait prouver à la FPC d'une part l'existence de la demande pour le gaz acheminé par le nouveau gazoduc et d'autre part qu'il existait au départ du gazoduc un ou plusieurs gisements dont les réserves prouvées étaient suffisantes pour la durée de vie prévue du gazoduc. Le poids de ces

contraintes imposées par le régulateur a entraîné, au début des années 50, une pénurie de gaz. L'offre de gaz est donc restée stagnante tandis que la demande s'est développée.

1.2.2. L'arrêt Philips (1954)

En 1954, la Cour Suprême (par l'arrêt Philips) étend le domaine de la réglementation gazière fédérale. Par cet arrêt, la Cour Suprême considère que toutes les ventes de gaz inter-Etats entrent dans le cadre du NGA de 1938. Le NGA stipule que le prix du gaz revendu est réglementé, or la Cour Suprême considère que, lorsque le gaz traverse un Etat, la « première » vente intervient à la tête du puits tandis que la « seconde » intervient à l'autre extrémité du réseau. Cette mesure visait deux objectifs ; il s'agissait d'une part de favoriser la consommation de gaz naturel par rapport à celle du pétrole importé et d'autre part de protéger les consommateurs des zones consommatrices contre les hausses de prix. L'arrêt Philips ne spécifiant pas la méthode de fixation des prix, la FPC a décidé de définir un prix de vente réglementé pour chacune des cinq principales régions productrices. Ce prix était basé sur l'évolution historique des coûts. En se fondant sur des données historiques, la FPC ne tenait pas compte de l'augmentation des coûts de prospection et de production des nouvelles réserves gazières ni des rapports entre l'offre et la demande. De plus, ces prix plafonds ne s'appliquaient qu'au marché inter-Etats. Un marché non réglementé existait donc à l'intérieur des frontières de chaque État producteur, marché dont les prix reflétaient les conditions d'offre et de demande. La déconnexion entre ces deux marchés a provoqué une pénurie sur le marché inter-Etats dans un contexte caractérisé par un excès de la demande sur l'offre, les producteurs préférant vendre leur gaz sur le marché intra-Etat caractérisé par des prix supérieurs aux prix réglementés du marché inter-Etats.

Cette situation a conduit à des pénuries au début des années 70 dans les régions consommatrices, certains gazoducs n'étant plus en mesure d'approvisionner leurs clients faute de gaz disponible pour le marché inter-Etats. En dépit d'une hausse entre 1974 et 1976, les prix du marché inter-Etats sont restés nettement inférieurs à ceux des marchés intra-Etat. Afin d'éviter les ruptures d'approvisionnement, la FPC a décidé d'intervenir au niveau des zones productrices en imposant des coupures. Cette « organisation » de la pénurie a conduit à une situation où certains consommateurs disposaient de gaz garanti à un prix très faible (sur le marché réglementé) tandis que d'autres subissaient des coupures imposées tout en payant leur gaz plus cher (sur le marché non réglementé). Le premier choc pétrolier a rendu les coupures

qui n'étaient que sporadiques au début de la décennie 70, plus fréquentes jusqu'à les rendre insupportables politiquement en 1976-77.

1.2.3. Le Natural Gas Policy Act (1978)

Contraint de prendre des mesures drastiques, le gouvernement fédéral promulgue en 1978 le *Natural Gas Policy Act* (NGPA). Ce texte prévoit de mettre progressivement fin au contrôle fédéral sur le prix du gaz à la tête du puits pour tous les puits mis en production après le 1er janvier 1976 (la déréglementation était prévue pour s'échelonner jusqu'au 1er janvier 1985). En revanche, le gaz issu de puits mis en production avant cette date reste soumis à une réglementation unique, ce qui élimine la différence de prix entre marchés inter-Etats et marchés intra-Etat. A la dichotomie marché inter-Etats contre marché intra-Etat succède donc la dichotomie[4] « jeune gaz » contre « vieux gaz ».

Au début des années 80, les prix du gaz sont restés suffisamment hauts pour susciter de nouveaux forages. Parallèlement, le maintien de niveaux de prix élevés a détourné une partie de la demande du gaz naturel vers des énergies moins coûteuses. Cette baisse de la demande fut par ailleurs accentuée par la récession économique qui débuta en 1982. La combinaison de ces évolutions a provoqué une « bulle gazière » qui a engendré une baisse de prix. Les gazoducs contraints par leurs contrats d'approvisionnement auprès des producteurs ont cherché à se dégager de leur obligation d'achat contenue dans les clauses *Take Or Pay* (TOP). Les conflits entre les producteurs et les transporteurs à propos de ces clauses ont favorisé l'émergence d'un marché spot. En effet, les volumes de gaz refusés par les gazoducs ont été placés sur ce marché par les producteurs.

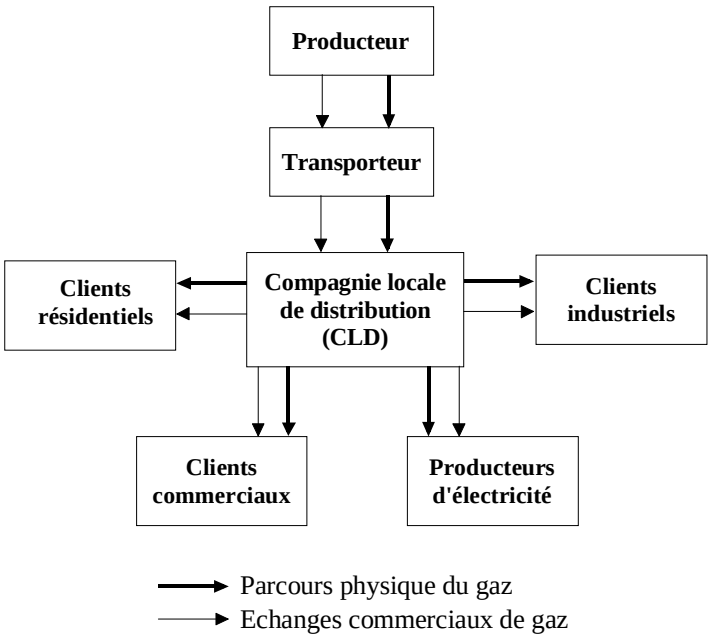
En 1983, le NGPA s'est avéré insuffisant pour assainir la situation. Face à ce constat, la FERC a alors créé un programme : les *Special Marketing Program* (SMP). L'objectif de ce programme est l'accroissement de la flexibilité du marché du gaz naturel. Ce dispositif permettait aux utilisateurs d'obtenir des services de transports afin d'acheminer le gaz qu'ils avaient acheté directement aux producteurs. Ce mécanisme, qui a constitué une première brèche dans le monopole dont jouissaient les sociétés de gazoducs, était réservé aux consommateurs susceptibles d'utiliser un combustible alternatif. Ce système a été jugé illégal car il introduisait une distorsion entre les clients captifs contraints d'acheter leur gaz aux gazoducs et les clients non captifs qui pouvaient utiliser le SMP.

[4] En fait, le NGPA considérait 3 catégories de gaz : « le vieux gaz » faisant l'objet d'un échange inter-Etats avant 1978, le « jeune gaz » extrait de puits mis en service après 1978 et le « gaz profond », gaz dont les gisements se situent à plus de 15000 pieds de profondeurs (DOANE et SPULBER [1994, p.482]).

Les compagnies de transport ont dû alors subir la contrainte des contrats *Take-Or-Pay* signés avec les producteurs. En effet, le décret 380 de la *Federal Energy Regulatory Commission* (nouveau nom de la FPC depuis 1977) supprime les engagements d'enlèvement minimum des distributeurs vis-à-vis des transporteurs. Cette décision a ouvert aux compagnies de distribution l'opportunité d'acheter directement du gaz (moins cher) aux producteurs et aux *marketers* tout en laissant au transporteur la charge des clauses TOP qui les lient aux producteurs.

Les différents textes que nous venons d'évoquer ont conduit l'industrie gazière à se structurer tel que la figure ci-dessous l'indique.

Figure 1-1 Structure de l'industrie gazière américaine jusqu'en 1985



1.2.4. Libéralisation de la production et première ouverture de l'accès des tiers aux réseau (1985-1992)

1.2.4.a. Le décret 436 et le décret 500

Après l'échec du *Special Marketing Program*, la FERC a sorti le décret 436 (*order 436*) en 1985. Ce texte instaure un régime de certificats (*blanket certificate*) pour les gazoducs qui souhaitent ouvrir leur réseau à des tiers sans discrimination. En échange du certificat, d'une part, le gazoduc s'engage à séparer son activité de transport de son activité de commercialisation et d'autre part, il s'engage à offrir à tous les expéditeurs éventuels les mêmes conditions d'accès à son réseau sur la base du « premier arrivé, premier servi » (TEECE

[1998, p. 627]). Le certificat octroie au gazoduc l'autorisation de s'engager dans une activité (de transport ou de vente) de façon régulière sans avoir à demander l'autorisation de la FERC pour chaque projet entrepris. Les objectifs poursuivis par le décret 436 sont les suivants : permettre un accès non discriminatoire aux gazoducs pour tous les approvisionnements (y compris ceux du transporteur lui-même) ; les tarifs doivent être conçus de telle sorte qu'ils maximisent les volumes transportés (le débit) hors de la période de pointe et rationnent la capacité durant la période de pointe.

Le décret 500 de la FERC modifie le décret 436 pour tenir compte des difficultés rencontrées par les transporteurs, notamment à cause des contrats *Take-Or-Pay*. Ce texte incite les transporteurs à accepter volontairement l'accès des tiers à leur réseau en échange de la réduction de leurs obligations *Take-Or-Pay*. À la fin de l'année 1987, avec le soutien de la FERC, presque tous les gros transporteurs avaient des tarifs d'*open access*. En conséquence, des milliers d'acheteurs potentiels ont eu accès au marché à la tête du puits et non plus seulement les sociétés de gazoducs : compagnies locales de distribution (CDL), compagnies électriques, gros consommateurs industriels, négociants (*marketers*). Sans totalement régler les problèmes soulevés par les clauses TOP liant les gazoducs aux producteurs, le décret 500 a permis d'en réduire l'intensité. Le décret 500 a permis aux compagnies de transport de récupérer jusqu'à 75% du coût de modification ou de résiliation des contrats de long terme signés avec les fournisseurs. Le décret 500 exige des transporteurs qu'ils absorbent entre 25 et 50% des coûts des contrats TOP pour être autorisés à passer directement sur leurs tarifs le reste de ces coûts. Les coûts de révision des contrats TOP résultant de l'application des décrets 436 et 500 se montaient approximativement à 10,2 milliards de dollars au 30 mai 1995. Les sociétés de gazoducs ont accepté d'absorber environ 3,7 milliards de dollars. Sur les 6,6 milliards de dollars restants, 3,6 milliards de dollars seront récupérés par le biais d'une majoration des tarifs de réservation[5] appliqués aux clients fermes et le reste par le biais d'une majoration des frais d'utilisation.

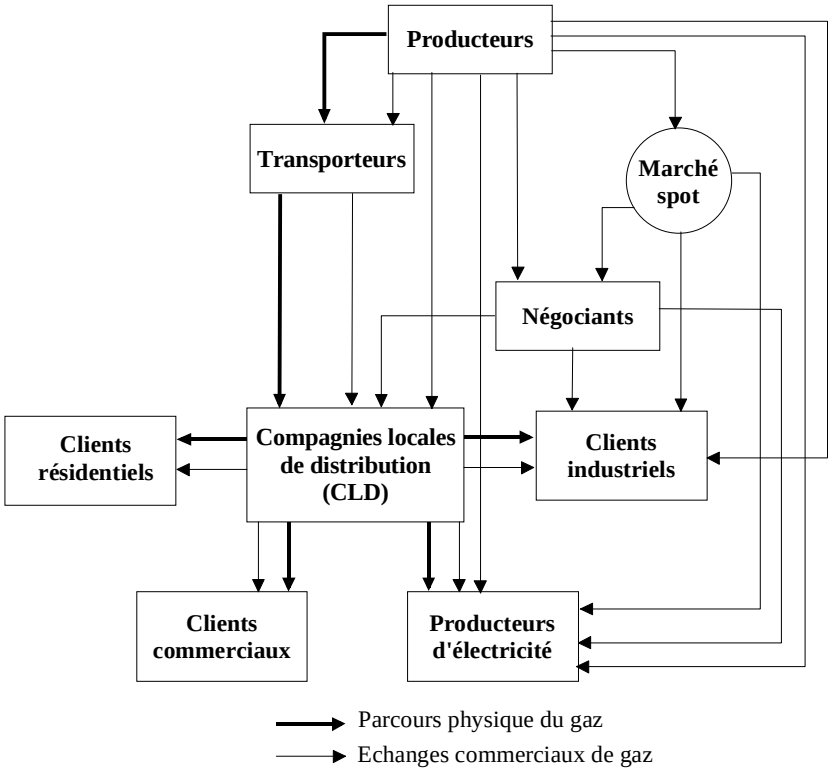
[5] Comme nous le verrons au cours de la section 4 consacrée à présentation des tarifs de transports aux Etats-Unis, ces derniers comportent une partie « réservation » qui est la capacité maximale journalière que l'expéditeur fera transiter et une partie usage qui correspond aux volumes effectivement transportés quotidiennement pour le compte de cet expéditeur.

1.2.4.b. Le Natural Gas Wellhead Decontrol Act (1989)

Le développement de la concurrence sur le marché inter-Etats du gaz a conduit le congrès à supprimer les derrières contraintes pesant sur les producteurs. Le NGWDA supprime de façon progressive (la libéralisation s'étend jusqu'en 1993) les dernières conditions imposées aux producteurs par le NGA.

La première phase de la déréglementation gazière américaine a conduit à une industrie structurée comme l'indique la figure ci-dessous.

Figure 1-2 Structure des échanges gaziers avec ATR de 1985 à 1992



1.3. Deuxième phase de la déréglementation : le décret 636

Le décret 636 constitue la pierre angulaire du processus de déréglementation de l'industrie gazière américaine. En effet, ce texte va généraliser l'accès des tiers au réseau introduit par le décret 436 et réformer les tarifs de transports. Les derniers obstacles à l'instauration d'une véritable concurrence sont ainsi levés. Les principaux éléments[6] de ce texte sont la séparation des activités des compagnies de gazoducs au niveau de la facturation

[6] Outre les trois éléments détaillés, le décret 636 prévoit l'introduction d'un nouveau service de transport dont les caractéristiques sont détaillées au paragraphe 4.1 ainsi que des mesures relatives au stockage et aux « *hubs* » gaziers et la flexibilité au niveau des points d'entrée et de sortie du gaz sur le réseau. Par cette dernière mesure, la FERC autorise un expéditeur à recevoir et à livrer du gaz en dehors de sa zone d'activité. Par exemple, une CDL peut faire transporter du gaz jusqu'au réseau d'une autre CDL pour le compte de cette CDL ou celui d'un de ses clients. Cette mesure accroît la concurrence entre les CDL et leur permet d'accroître leur vente à des clients industriels situés hors de leur zone de desserte.

et des comptes des compagnie de gazoducs, la réforme des tarifs de transport, la création d'un marché secondaire de la capacité de transport et le remboursement des coûts de transition (*stranded costs*).

1.3.1. La séparation des activités des gazoducs (unbundling)

Le *unbundling* des activités des gazoducs implique la séparation des contrats de fourniture intégrée existants en d'une part un contrat de transport et d'autre part un contrat de fourniture de la molécule. La vente de la molécule étant ouverte, la plupart des compagnies de gazoducs[7] ont créé des filiales indépendantes chargées de la commercialisation du gaz. Ces filiales ont récupéré les contrats de fourniture dont disposait le gazoduc avant la restructuration.

1.3.2. La revente de capacités

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

1.3.3. La réforme des tarifs de transport : la méthode SFV

Considérant les tarifs acquittés par les expéditeurs comme un élément déterminant de la concurrence, la FERC prévoit dans le décret 636 l'application de la méthode SFV (*Straight Fixed Variable*) pour la tarification du transport. Le tarif du transport ferme, qui sert de base

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

au calcul des tarifs des autres services de transport[8], comporte deux éléments. Une partie « réservation » (ou composant « capacité ») dont le montant dépend du volume maximum réservé par l'expéditeur (volume égal à la demande maximale journalière qu'il devra servir) et une partie «usage» (ou composant « commodité ») du tarif dont le montant dépend des quantités de gaz que l'expéditeur fera effectivement transiter chaque jour dans le gazoduc. A partir de 1993, la méthode SFV, déjà en vigueur au Canada remplace la méthode MFV (*Modified Straight Variable*). Elle prévoit l'imputation de l'ensemble des coûts fixes sur la partie «réservation de capacité» du tarif payé par l'expéditeur alors que la méthode MFV allouait une partie de ces coûts fixes sur la partie « usage » du tarif. Dans le cadre de la méthode SFV, la partie « usage » du tarif ne contient plus que les coûts variables liés au transport effectif du gaz. Nous reviendrons en détail sur les conséquences de cette méthode lors de la section 4 consacrée à l'analyse des tarifs de transports du gaz naturel aux États-Unis.

1.3.4. Les coûts de transition

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

i. Les sociétés de gazoducs étaient liées par des contrats de long terme avec leurs fournisseurs. La renégociation de ces contrats, rendue nécessaire par le décret 636 qui place ces compagnies en situation de concurrence, entraîne des coûts que les gazoducs doivent pouvoir récupérer. D'autre part, les conditions de prix incluses dans ces contrats sont plutôt défavorables aux compagnies de gazoducs par rapport à celles dont peuvent bénéficier les nouveaux acheteurs. Ce différentiel de prix constitue également un coût que supportent les compagnies de gazoducs.

ii. Les *stranded costs*[9] représentent les coûts des actifs précédemment utilisés pour fournir un service de ventes liées (par exemple les installations de stockage ou les contrats de transport avec d'autres gazoducs) qui ne peuvent plus être directement imputés aux clients du transporteur dans un contexte où celui-ci fournit le service du transport indépendamment de la molécule. Les

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

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

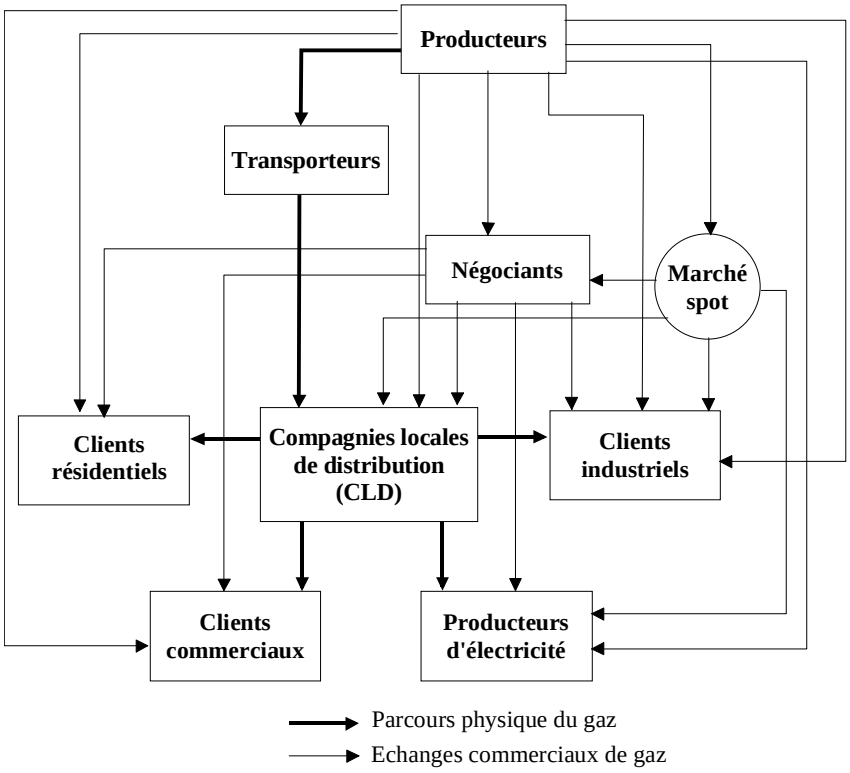
stranded costs renvoient donc aux dépenses réalisées dans un contexte réglementaire révolu. Dans un environnement concurrentiel, la compagnie de gazoduc ne peut plus faire payer aux consommateurs ces dépenses qui prennent souvent la forme d'obligations contractuelles.

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

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

Le décret 636 a profondément transformé la structure des échanges gaziers aux États-Unis. Ainsi, si l'on compare la Figure 1-3 ci-dessous avec la Figure 1-2 et la Figure 1-1, on constate que les relations entre les acteurs se sont singulièrement complexifiées. La structure de l'industrie gazière américaine telle qu'elle est décrite par la Figure 1-3 ci-dessous se situe dans un contexte où la déréglementation locale est achevée. Autrement dit, ce schéma correspond au cas où l'ensemble des utilisateurs finals ont la possibilité de choisir leur fournisseur, c'est à dire une situation dans laquelle la déréglementation fédérale initiée par les décrets 436 et 636 a été relayée par une déréglementation locale. Comme nous le verrons par la suite, cela ne se vérifie que dans trois états.

Figure 1-3 Structure des échanges gaziers après 1992



1.4. Une approche critique du processus de déréglementation gazière américain

L'objectif de ce paragraphe conclusif est de mettre en avant les arguments opposables à l'accès des tiers au réseau dans le cas du gaz naturel. Ces arguments portent d'une part sur les effets de l'ATR sur les compagnies de transport elles-mêmes et d'autre part sur ses conséquences sur les affréteurs. Nous reviendrons également sur les conséquences de la séparation des activités de négoce et de transport rendue nécessaire par l'ATR.

1.4.1. Les compagnies de transport et l'ATR

1.4.1.a. Les clauses Take-Or-Pay

La mise en œuvre du décret 436 a rendu les clauses TOP supportées par les gazoducs insupportables. En effet, d'un côté, le décret 380 dégage les CDL de leur obligation d'enlèvement vis-à-vis des gazoducs qui eux restent contraints vis à vis des producteurs par les clauses TOP. L'ouverture de l'ATR fournit aux acteurs de l'industrie gazière autres que les exploitants de réseaux de transport et de distribution, un moyen de contourner les distorsions du marché créées par les réglementations antérieures qui ont paralysé les prix à la

tête du puits mais également l'occasion de ne pas supporter les obligations liant les transporteurs aux producteurs. En laissant seuls les transporteurs supporter le poids des clauses TOP, la FERC les a contraints à ne pas respecter leurs obligations contractuelles, provoquant ainsi de nombreux procès mettant en cause des gazoducs.

1.4.1.b. Les gazoducs inter-Etats sont-ils des « essential facility » ?

Ce décret a mis en place un accès des tiers au réseau négocié dans la mesure où le gazoduc est libre d'ouvrir cet accès. Selon TEECE [1998, p.627], la logique implicite de l'ATR instauré par ce texte est que le réseau de gazoduc est un composant essentiel, incontournable pour les acteurs souhaitant intervenir sur les marchés avals du gaz. Or cette approche peut être remise en question. Selon TEECE, la FERC s'est montré trop prompte à qualifier les gazoducs d' « *essential facility* ». En effet, aux Etats Unis, un même corridor[10] peut être desservi par plusieurs routes[11]. Cette possibilité atténue le caractère incontournable d'un réseau et par la même la nécessité de le contraindre à ouvrir l'accès à ses installations. D'autre part, comme le souligne TEECE, en permettant à des expéditeurs d'avoir accès au gazoduc existant, la FERC dissuade la construction de capacités qui pourraient sécuriser les approvisionnements et stimuler à long terme la concurrence en aval en développant les possibilités physiques d'approvisionnement.

1.4.1.c. L'incitation à exploiter le réseau efficacement

L'ouverture de l'accès est un moyen pour la FERC de priver les compagnies de gazoduc de l'avantage concurrentiel que constitue l'exploitation du réseau. Or, en ouvrant l'accès des tiers au réseau, le régulateur dissuade la firme en place de se montrer efficace dans l'exploitation du réseau. Etant donné que dans un régime d'ATR où les tarifs sont réglementés les réductions de coûts sont réparties sur l'ensemble des expéditeurs, TEECE estime que le gestionnaire du réseau n'est plus incité à réaliser des investissements réduisant les coûts.

1.4.1.d. Les coûts de transaction

Enfin, l'accès des tiers au réseau initié par le décret 436 implique une séparation des activités de ventes des activités de transport. Une telle séparation va à l'encontre du processus historique suivi par les industries gazières partout dans le monde. Ces industries se sont

[10] Un « corridor » est un passage reliant une zone de production à une zone de consommation. Sur un corridor, plusieurs routes peuvent coexister. La Figure A1 proposée en annexe indique le tracé des principaux corridors aux Etats-Unis.
[11] Le terme de « route » représente le service proposé par un ou plusieurs transporteurs pour rallier une zone de production à une zone de consommation.

développées en intégrant la fonction commerciale à la fonction de transport en raison des économies liées à une telle intégration. Sur les fondements de l'intégration verticale[12], la littérature économique retient trois grandes raisons qui la justifient : les économies technologiques, les économies transactionnelles et les imperfections du marché[13]. La théorie économique ne s'intéresse réellement qu'aux deux dernières dans la mesure où elle considère que l'agent rationnel fait ses choix industriels de façon à intégrer ces économies technologiques. L'analyse théorique se concentre donc sur les déterminants économiques comme la réduction des coûts de transactions. Les travaux de WILLIAMSON [1989] permettent d'appréhender cette question qui repose essentiellement sur la notion d' « actifs spécifiques ». Des actifs sont qualifiés de spécifiques lorsqu'ils ne peuvent être redéployés sans perte de valeur en cas d'interruption d'une relation contractuelle (PERCEBOIS, [1999, p. 20]). Dans le cas des sociétés de gazoducs inter-Etats, TEECE estime que la séparation de l'activité de vente de celle de transport induite par l'ATR est de nature à entraîner la disparition d'économies de transaction. En effet, même si, comme nous le verrons au paragraphe 2.3 consacré aux stratégies d'intégration mises en œuvre par les compagnies gazières américaines, les transporteurs ont créé des filiales chargées de la commercialisation du gaz, les relations entre le transporteur et sa filiale impliquent des coûts de transactions qui n'existaient pas lorsque la même entité assumait les deux fonctions.

1.4.2. Les affréteurs bénéficiaires de l'ATR

1.4.2.a. Les Compagnies Locales de distribution

Comme l'indique la Figure 1-3, certains utilisateurs finals ont la possibilité d'acheter leur gaz directement à des producteurs ou à des négociants bénéficiant ainsi de prix plus intéressants. Cependant, les compagnies locales de distribution qui ne vendent plus ce gaz supportent des coûts qui sont quasiment fixes. Dès lors, ce sont les clients qui conservent la CDL qui vont supporter des coûts supplémentaires liés au départ des clients éligibles (industriels et électriciens).

[12] Sur ce sujet, la revue de littérature effectuée par PERRY dans l'ouvrage édité par SCHERER et ROSS [1990, pp.183-255] apporte une vision complète des justifications théoriques à l'intégration verticale.

[13] Les imperfections de marché justifiant l'intégration verticale relevées par PERRY [1989] peuvent être liés à l'existence d'un pouvoir de monopole ou de monopsone sur un des maillons de l'industrie ; elles peuvent aussi provenir d'information asymétrique ou imparfaite liant deux firmes. Sur la base des éléments justifiant l'intégration, la théorie économique fournit des modèles d' « équilibre vertical ».

1.4.2.b. La gestion des approvisionnements

Si les expéditeurs ne parviennent pas à équilibrer leur position, le gazoduc est en droit de leur faire payer des pénalités[14]. Cependant, dans un système où les affréteurs sont sûrs d'être approvisionnés en gaz même si leur fournisseur est défaillant, ils ne sont pas incités à sécuriser leurs approvisionnements, ce qui, à long terme, peut remettre en cause la viabilité du système. Actuellement, les gazoducs sont tenus de garantir aux CDL (qui sont les principaux affréteurs), leurs approvisionnements. Comme le remarque TEECE [1998, p.630], dans un contexte où les CDL ne sont plus tenues de s'approvisionner auprès des gazoducs, le maintien de cette obligation de service ne se justifie pas. Tant que l'offre de gaz est abondante, ce problème n'apparaît pas comme crucial, mais une fois la bulle gazière éliminée, le problème de la sécurité des approvisionnements pourrait se poser avec acuité. Pour que le système voulu par la FERC fonctionne pleinement, il faut que les affréteurs, y compris les CDL, soient responsables de la fiabilité de leurs approvisionnements.

1.4.3. Une remise en question de la séparation des activités de transport et de commercialisation

Comme l'indique la Figure 1-3, la fonction commerciale autrefois dévolue aux transporteurs, est maintenant assurée par des tiers (des filiales de transporteurs dans de nombreux cas). La nouvelle structure de l'industrie gazière américaine instaure donc une véritable concurrence sur le marché aval puisque les gros consommateurs (CDL, industriels et électriciens), et à terme l'ensemble des usagers, ont accès à de multiples sources d'approvisionnement. L'objectif de la FERC était de laisser les forces du marché fixer les prix à la tête du puits et les prix « aux portes de la ville ». Afin que cette concurrence soit possible, le décret 636 établit une barrière entre la fonction de transport et la fonction de fourniture. Or, comme le souligne Teece [1998, p. 638], cette frontière n'est pas le fruit de la pression du marché (bien au contraire, le marché tend à réintégrer les fonctions de transport et de commercialisation par le jeu des filiales) mais le résultat d'un choix politique qui ignore les spécificités du gaz naturel. La rupture d'approvisionnement est un enjeu crucial dans le cas du gaz naturel. Or, dans la structure actuelle, les affréteurs (essentiellement les CDL) ne sont pas incités à sécuriser leurs approvisionnements étant donnée la garantie que leur offrent les transporteurs. La fourniture de cette garantie est nettement plus coûteuse pour des firmes qui

[14] La Section 4 ci-dessous consacrée aux tarifs du transport gazier en Amérique du Nord nous donnera l'occasion de revenir sur les pénalités payées par les affréteurs.

n'ont plus d'activité de revente. Auparavant, la diversité du portefeuille d'approvisionnement des gazoducs leur permettait d'équilibrer le réseau à moindre coût.

Après les excès réglementaires des années 70 et 80, la déréglementation du secteur gazier aux États-Unis était nécessaire. La voie de l'ATR choisie par la FERC n'était pas la seule et les risques qu'elle entraîne à long terme justifient selon TEECE le choix d'une voie alternative. Selon lui, la déréglementation aurait du être étendue au segment transport. Etant donné que ces derniers ne peuvent être considérés comme des *essential facilities* à part entière car sur certains corridors, plusieurs routes sont envisageables, il aurait été préférable de lever les contraintes tarifaires pesant sur les gazoducs comme cela a été fait en amont. Les entrants auraient eu alors la possibilité d'installer des capacités de transport supplémentaires ou d'acheter leur gaz livré par les gazoducs aux portes de la ville. Le maintien d'une activité de négoce au niveau des gazoducs aurait facilité les opérations d'équilibrage des réseaux, il aurait également évité aux utilisateurs finals de supporter les coûts de transaction inhérents à la multiplication des acteurs le long de la chaîne gazière.

L'ATR retenu par la FERC a provoqué d'importantes transformations au sein de l'industrie gazière. Auparavant caractérisée par des relations de long terme nouées au sein de contrats contraignants, elle évolue vers une structure dans laquelle les acteurs échangent du gaz, des capacités de transport et de stockage sur de véritables marchés.

Section 2 Les conséquences de la déréglementation gazière

Les conséquences de la déréglementation gazière sur l'industrie peuvent s'apprécier à trois niveaux. D'une part le comportement des acteurs de cette industrie s'est trouvé profondément modifié, de nouveaux acteurs sont apparus et ont pris une place centrale au sein de cette industrie(§2.1). D'autre part, les relations entre les maillons de la chaîne gazière ont également été bouleversées par les réformes réglementaires. Les contrats liant les différents acteurs se sont modifiés et de nouveaux instruments sont désormais à la disposition de ces acteurs (§2.2). Le tableau ci-dessous synthétise les conséquences du décret 636 sur l'industrie gazière dont les acteurs ont mis en place des stratégies d'intégration horizontale et verticale (§2.3).

Tableau 1-1 Les conséquences de l'ouverture de l'accès des tiers au réseau

Avant l'accès des tiers aux réseaux	**Après** l'accès des tiers aux réseaux
A la tête du puits	
Les contrats d'achat liaient les producteurs aux gazoducs.	Les contrats d'achat lient les producteurs aux - consommateurs finals; - CDL; - négociants; - gazoducs.
Les prix étaient réglementés par la FERC.	Les prix sont fixés par le marché. Les instruments financiers permettent de se couvrir contre le risque de prix.
Les gazoducs agrégeaient leurs approvisionnements pour leurs clients.	Les clients agrègent leurs approvisionnements directement ou via des contrats passés avec des producteurs ou des négociants.
Les gazoducs étaient responsables de la fiabilité des approvisionnements.	Les affréteurs encourent des pénalités en cas de défaut d'approvisionnement
A la sortie du gazoduc	
La fourniture de gaz par le gazoduc comprenait la vente du gaz, celle du service de transport et des services liés.	Le gaz s'achète directement à n'importe quel vendeur, producteur ou négociant tandis que le service de transport est fourni par le gazoduc.
Le transport s'effectuait selon un trajet unique impliquant une seule compagnie de gazoduc. Les interconnexions n'étaient utilisées qu'en cas d'urgences.	Les acheteurs choisissent le chemin de leur gaz et la source d'approvisionnement qui sont les plus économiques.
Les opérations d'ajustements pour maintenir l'intégrité du système ne dépendaient que des gazoducs.	Les clients des gazoducs risquent de payer des amendes si ils n'équilibrent pas leur entrées et sorties sur les réseaux dans les conditions prévues par leur contrat.
Les gazoducs contrôlaient l'essentiel de la capacité de stockage qu'ils utilisaient pour faire face aux variations saisonnières de demande et pour maintenir l'équilibre du système.	Les clients doivent prévoir la capacité de stockage nécessaire pour faire face à leurs pointes de demande.
Les gazoducs proposaient un service de transport interruptible lorsque leur capacité n'était pas pleinement utilisée.	Les expéditeurs peuvent revendre leur capacité excédentaire et ainsi compenser les coûts de réservation.

2.1. Les réactions des acteurs de l'industrie gazière

2.1.1. La production

Aux États-Unis comme au Canada, la concurrence entre producteurs fut attisée par la baisse des prix du pétrole survenue en 1986. Les prix à la tête du puits en monnaie constante (dollar de 1995) n'ont cessé de diminuer depuis 1983. Les prix à la tête du puits au Canada ont chuté de 40% entre 1985 et 1987. La chute s'est amortie par la suite puisque la baisse n'a été que de 15% entre 1985 et 1997. Aux États-Unis, entre 1985 et 1995, les prix ont baissé de 45% (données extraites de www.eia.doe.gov).

Face à cette baisse des prix, le secteur a procédé à une réduction marquée de ses coûts qui ont baissé régulièrement depuis 1987. Les différents facteurs explicatifs de cette baisse sont le progrès technique, l'amélioration des méthodes de forage et de gestion, la réduction des effectifs ainsi que les fusions et prises de participation entre compagnies productrices.

L'amélioration de la gestion des stocks a également permis aux producteurs de réagir à la baisse des prix. Le développement du stockage à proximité des lieux de consommation ou de production permet au producteur de relâcher la contrainte que constituent pour lui les fluctuations saisonnières de la demande sur les niveaux de production de ses puits.

Parmi les réactions des producteurs américains à la déréglementation, on constate un retour sur les régions et les sites les plus productifs. En fait, les producteurs américains se réorientent vers les États traditionnellement riches en gaz comme le Texas, la Louisiane, l'Arkansas, l'Oklahoma et le Nouveau Mexique. Les forages sont également plus profonds pour toucher des strates plus riches en gaz. La production des dix producteurs américains les plus importants est restée quasiment constante entre 1988 et 1994 (respectivement 7,2 billions de pieds cubes et 7,1 billions de pieds cubes) alors que le nombre de gisements exploités par ces producteurs a considérablement diminué. Les producteurs sont passés d'une stratégie de diversification du risque par la multiplication des gisements à un stratégie caractérisée par la recherche d'économies d'échelle notamment par la réduction du nombre de gisements.

Le raccourcissement de la durée d'exploitation des gisements figure aussi parmi les réactions des producteurs à la baisse des prix. Un temps de retour sur investissement plus faible encourage de nouveaux investissements, car les risques liés aux incertitudes de prix et de coûts paraissent réduits. Les investissements se sont concentrés d'une part sur les projets

avec un délai de récupération très court comme les projets sur terre et d'autre part ceux avec des volumes récupérés très importants comme les forages en haute mer.

Le secteur de la production aux États-Unis est caractérisé par un grand nombre de firmes de petites tailles. Cependant, les dix plus gros producteurs couvraient 38% de la production en 1994 (EIA [1995a]). Malgré cela, la production gazière américaine semble relativement peu concentrée, aucune compagnie ne paraît en mesure de contrôler un marché régional. En 1998, 8000 producteurs indépendants intervenaient au côté des 24 *majors* pétrogazières. Au Canada, environ 700 compagnies présentant des profils variés interviennent dans la production de gaz naturel.

La production de gaz naturel réagit rapidement aux fluctuations de prix comme en témoigne l'accroissement de l'activité de forage en période d'augmentation des prix. Cette réactivité risque d'occasionner une surproduction, par des réponses trop rapides à des hausses de prix de court terme. Le développement des contrats à court terme basés sur des prix de marché et l'utilisation d'instruments financiers pour réduire le risque constituent une des évolutions majeures dans le comportement des producteurs en Amérique du Nord. Avant la déréglementation, la durée des contrats s'étalait de 15 à 20 ans. Les contrats d'aujourd'hui sont très flexibles tant au niveau des quantités que des prix**.** La durée des contrats de long terme ne dépasse pas sept ans. Cette flexibilité permet de tenir compte des évolutions du marché dans les relations commerciales régies par contrat.

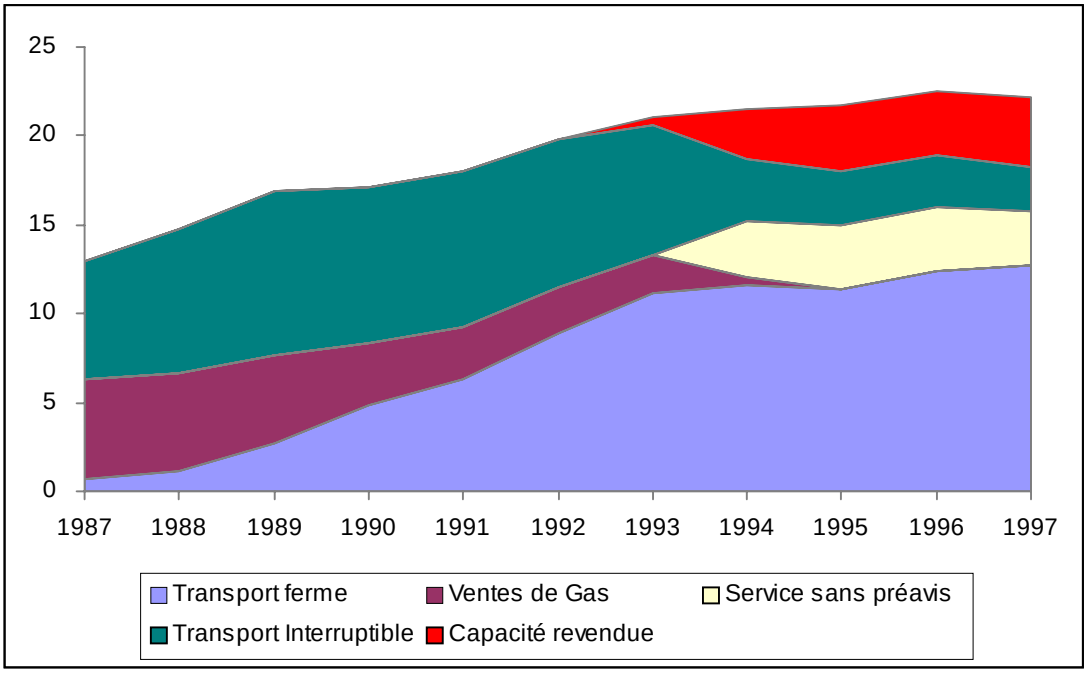
Cette évolution significative dans les pratiques commerciales liant les producteurs américains à leurs acheteurs s'est accompagnée d'une utilisation accrue des instruments de couverture. La volatilité des prix induite par le glissement d'opérations de long terme vers des contrats basés sur les marchés a obligé les producteurs à se couvrir notamment grâce aux contrats à terme disponibles sur le NYMEX et le *Kansas City Board of Trade* (KCBT). L'importance des contrats à terme pour les producteurs peut s'évaluer par leur participation sur ces marchés (EIA [1996]) ; elle était de 20% pour le premier trimestre de 1996.

2.1.2. Le transport

Après que les gazoducs aient abandonné leur service de fourniture, la part du service interruptible et des ventes de gaz dans l'activité des compagnies de transport n'a cessé de décroître comme le confirme la Figure 1-4 ci-dessous. Le transport interruptible qui représentait plus de 50% de l'acheminement de gaz en 1987 ne représente plus en 1997 que 15%. Les CDL, qui sont les principaux acquéreurs de capacité de transport, préfèrent le

transport ferme dont les contrats se sont assouplis car elles ont besoin de capacité garantie pour faire face aux demandes de leurs clients des secteurs résidentiels et commerciaux. Les négociants, qui peuvent jouer sur la diversité de leur portefeuille de clientèle, sont plus souples au niveau de la gestion de leur capacité de transport et optent généralement pour le service interruptible. Ils se sont également montrés très actifs sur le marché secondaire de la capacité dont les prix sont généralement inférieurs aux prix réglementés.

Figure 1-4 Évolution des activités des compagnies de transport et de gaz naturel (10^{15} Btu)



Source: Energy Information Administration, 1999.

2.1.3. La distribution

2.1.3.a. L'excédent de capacités réservées par les affréteurs

Ce problème ne concerne pas que les compagnies locales de distribution mais étant donné qu'elles détiennent la plus grande part[15] de la capacité réservée sur les réseaux inter-Etats, elles sont les premières concernées par le renouvellement des contrats de transport. Le premier élément qui explique l'excédent de capacité réservée chez les expéditeurs est la multiplication des options à leur disposition par rapport aux contrats de long terme qui les liaient auparavant aux gazoducs.

[15] Cf. la Figure A3 de l'annexe.

Les affréteurs peuvent désormais obtenir des contrats de transport garanti de court terme. Ils peuvent également intervenir sur le « marché gris[16] » et le marché secondaire[17]. De plus les carrefours commerciaux offrent des services qui concurrencent le service de transport réservé à long terme. La plupart offrent un accès à des installations de stockage à cycle rapide, ils permettent également de contourner les goulots d'étranglement en proposant plusieurs possibilités de chemin pour le gaz.

L'instauration de la méthode SFV (cf. §1.3.3) qui renchérit le coût de la capacité de transport réservée contribue à défavoriser la réservation de capacité à long terme par rapport aux autres services disponibles. Cette méthode pénalise les expéditeurs qui ont un faible facteur de charge (volume transporté/capacité réservée) puisque le montant du tarif dépend pour l'essentiel de la capacité réservée alors que dans le cadre des tarifs conçus selon la méthode MFV, le poids des volumes effectivement transportés était plus important. Les CDL qui doivent réserver de la capacité pour faire face aux pointes de demande en hiver sont désavantagées par cette méthode. Le coût du transport pour les CDL s'est également trouvé augmenté par l'autorisation accordée par la FERC aux gazoducs de récupérer sur les clients captifs les rabais consentis aux clients mobiles dans le but de les conserver.

Le troisième élément explicatif de l'excès de capacité réservée est une progression modérée de la demande par rapport aux prévisions. Les prévisions optimistes et la recherche d'une flexibilité d'exploitation accrue ont conduit à une augmentation de capacité de 15% entre 1990 et 1996. Bien que la demande de gaz américaine ait augmenté de 17% sur la même période, la croissance fut inférieure aux prévisions en raison notamment des gains obtenus en termes d'efficacité énergétique. Il faut noter dans ce contexte la faible croissance de la consommation de gaz des industriels et des producteurs d'électricité. Cette demande modérée a provoqué des réservations de capacité excédentaires sur certains marchés régionaux accentuant ainsi le risque de non-renouvellement des réservations.

[16] Le marché gris (grey market) est un marché sur lequel des affréteurs revendent de la capacité de transport associé à d'autres prestations (vente de molécule, capacité de stockage,…).
[17] Nous reviendrons sur les nouveaux marchés liés au transport du gaz naturel au cours du paragraphe 2.2.2.

2.2. De nouveaux marchés et de nouveaux contrats

2.2.1. L'évolution des contrats d'approvisionnement

Le terme de «contrats physiques» est utilisé pour distinguer les contrats qui prévoient une livraison et une réception effectives de gaz naturel des contrats financiers dont l'objet est la couverture contre le risque de prix. Les contrats physiques ont largement été influencés par le développement des contrats financiers que ce soit au niveau des prix ou de la durée. La durée moyenne des contrats physiques a diminué de façon significative et les prix de ces contrats sont souvent indexés sur les prix à termes et les prix spot publiés. Les contrats physiques peuvent se décomposer en trois ensembles en fonction de leur durée.

2.2.1.a. Les contrats à court terme

Ces contrats portent sur des transactions qui se dérouleront dans les 30 jours qui suivent la signature. Ces contrats constituent ce qu'on appelle le marché spot ou marché comptant du gaz naturel. De nombreux contrats à court terme se négocient pendant la période appelée «semaine d'appel» (*bid week*).

Pour leur planification et pour des raisons techniques, les gazoducs demandent aux expéditeurs souhaitant bénéficier de ce type de transport de leur communiquer la capacité dont ils auront besoin le mois suivant dans un certain délai. Chaque compagnie de transport fixe une date limite qui tombe généralement une dizaine de jours avant la fin du mois. Les expéditeurs ne sachant pas avant cette période s'ils disposent d'une capacité de transport, ils attendent avant de se lancer dans des transactions sur le marché au comptant. Ils retardent ainsi leurs achats ou leurs ventes jusqu'aux alentours de la conclusion des accords sur la capacité de transport. La semaine d'appel est donc la période de l'octroi des capacités de transport et des achats de gaz sur le marché au comptant. La «semaine d'appel» s'est réduite car les gazoducs se sont arrangés pour faire coïncider leur date limite sur quelques jours. De plus, les transactions sur un contrat à terme s'achèvent 6 à 8 jours ouvrables avant le début du mois de livraison. Les échéances des gazoducs tombent pour la plupart après la fin des transactions du contrat en cours. En résumé, la semaine d'appel est une période de quelques jours qui précèdent le prochain de mois de livraison. Au cours de cette semaine, les professionnels négocient les contrats à court terme livrables le mois suivant souvent sur la base du contrat arrivant à échéance. C'est également durant cette période qu'ils réservent leur capacité au titre du transport interruptible pour faire transiter le gaz échangé au cours du mois

de livraison qui arrive. Les clauses des contrats à court terme fixent le prix de transaction au niveau du prix de marché prévalant le jour de la conclusion du contrat. Elles stipulent également le volume de gaz qui sera échangé sous forme de flux quotidiens fixes.

Ces dernières années, le volume total de gaz échangé via des contrats à court terme a diminué sensiblement. Cette baisse coïncide avec le développement exceptionnel des marchés à terme et dérivés. Cette coïncidence s'expliquerait par la relation inverse qui existe entre le besoin de couverture contre le risque de prix et la durée des contrats sur le physique. Le délai entre la conclusion du contrat et la livraison du gaz est tellement court que les contractants ne subissent aucun risque. Étant donné que les marchés à terme offrent une couverture efficace contre le risque de prix, les acteurs de l'industrie gazière peuvent se tourner vers des contrats plus longs sans craindre de pertes. D'autre part, divers mécanismes permettent la livraison et la réception effective du gaz échangé via des contrats à terme, ce qui concurrence les transactions sur le marché spot.

2.2.1.b. Les contrats à moyen terme

Ces contrats peuvent aller jusqu'à 18 mois, cependant, en pratique, peu dépassent l'année. Les prix de ces contrats sont variables, indexés sur les cours des futures ou des prix spot publiés. Ces contrats incluent une réservation qui fait l'objet d'un tarif fixe. Les services particuliers comme des livraisons quotidiennes variables sont également tarifés indépendamment. Les volumes sont fixes avec de légères variations de faible ampleur sauf dans le cas des *swing contracts* sur lesquels nous reviendrons plus loin.

La possibilité de se couvrir sur les marchés à terme est très importante pour les intervenants dans ce type de contrats en raison de l'extrême volatilité des prix spot depuis les années 90. De plus, certains de ces contrats couvrent une saison de chauffe, or les prix ont tendance à fortement s'élever en hiver, ce qui a amené les acheteurs à intervenir massivement sur les marchés à terme au cours depuis 1995.

Les compagnies de distribution dont la clientèle est essentiellement résidentielle doivent tenir compte des fortes variations de la demande qui leur est adressée lors de leurs achats. Les swing contrats leur permettent de tirer un volume de gaz variable chaque jour tant qu'ils respectent une quantité maximale sur une période plus longue, l'année par exemple. Ce service particulier est payant.

2.2.1.c. Les contrats à long terme

Ces contrats qui sont plus risqués que les précédents intéressent des agents à la recherche de liens fiables sur la longue durée. Un producteur cherchant à s'assurer des recettes stables pour recouvrer ses investissements peut chercher à placer ce type de contrats. Les cogénérateurs qui vendent leur électricité via des contrats à long terme avec les *utilities* peuvent être intéressés par un approvisionnement fiable entraînant des coûts stables. Actuellement les contrats à long terme en vigueur ne dépassent pas 7 ans. Les volumes sont fixés sur une base mensuelle dans les contrats à long terme. Quant aux prix, ils sont généralement indexés sur les cours à terme ou des prix spots publiés.

Les risques liés à la durée de ces contrats impliquent un nombre de clauses particulières supérieur à celui des deux types de contrats évoqués plus haut. Certains contrats comportent des tarifs de réservation fixes ou variables. Ces tarifs compensent les coûts supportés par le fournisseur pour garantir l'approvisionnement de son client en gaz sur la longue période. D'autres contrats prévoient des clauses *take-or-release* qui stipulent que l'acheteur doit faire tous les efforts possibles pour acheter un volume de gaz minimum. Si l'acheteur, un négociant par exemple, n'enlève pas les quantités stipulées, le fournisseur peut annuler le contrat. Cette clause est plus souple que la clause *take-or-pay* qui prévoyait le paiement des quantités non prises. Néanmoins, elle peut inciter un négociant à revendre à un autre négociant le gaz acheté au producteur dans le cadre d'un contrat à long terme pour ne pas casser ce contrat.

La revente à un concurrent n'est pas un phénomène extraordinaire. Il arrive fréquemment que de petits producteurs aient à acheter du gaz à d'autres producteurs pour honorer leurs contrats à long terme. Ce phénomène traduit l'évolution de l'industrie gazière depuis la déréglementation. Le gaz issu d'un gisement donné n'est plus dédié, même dans le cas de contrats longs, à un acheteur particulier. Le marché joue son rôle d'écran entre les acheteurs et les vendeurs. L'offre de gaz est sans cesse réorientée en fonction des évolutions de la demande.

2.2.2. Les nouveaux échanges de capacités de transport

La séparation des activités des compagnies de transport a profondément modifié l'offre de services liés au transport du gaz. Aujourd'hui, les expéditeurs peuvent composer librement leur portefeuille de services gaziers auprès de gazoducs, de négociants et de centres commerciaux. Face à ces multiples options, les expéditeurs, les CDL notamment, considèrent

que le volume de capacité qu'ils ont réservé dans le cadre de contrats à long terme est excessif. Pour résoudre ce problème, plusieurs solutions sont à leur disposition, certaines de court terme comme la revente de capacité, d'autres de long terme comme le non-renouvellement des contrats de réservation. Nous reviendrons sur le problème du renouvellement des contrats de réservation de capacité plus loin (cf. §3.1.1).

2.2.2.a. Le marché secondaire de la capacité

A court terme, les affréteurs peuvent placer leur capacité excédentaire sur le marché secondaire. Le marché secondaire permet d'assouplir la gestion de la capacité réservée au niveau de la durée. Les expéditeurs peuvent revendre leur capacité excédentaire tous les jours ouvrables sans avoir à donner de préavis trop long sur les volumes placés à la revente. Les capacités revendues sur le marché secondaire ont des durées qui vont d'un jour à la durée totale du contrat initial. Les prix demandés par les vendeurs sont libres dans la mesure où ils restent inférieurs au plafond réglementaire fixé par la FERC. Ce plafond est le tarif réglementé de la capacité de transport. Les vendeurs peuvent placer une option sur le rachat de la capacité qu'ils revendent. Ainsi, ils évitent le risque de manquer de capacité de transport.

Le marché secondaire présente également des avantages pour les acheteurs. Ces derniers peuvent intervenir dans un délai très réduit. Ils peuvent ainsi faire face à des augmentations de charges dans des conditions financières intéressantes. Le recours à ce marché permet aux affréteurs d'acquérir de la capacité de transport pour des périodes durant lesquelles elle est nécessaire, sans être liés par contrat pour les périodes creuses. Lorsque la totalité de la capacité d'un réseau est réservée, le marché secondaire constitue un recours pour les expéditeurs avec des volumes de gaz à faire transiter sur ce réseau. Enfin, dernier avantage pour les acheteurs, les prix sur le marché secondaire sont généralement inférieurs aux tarifs réglementés.

Ce type de marché présente aussi des inconvénients. La complexité des *electronic bulletin board* (EBB) par lesquels les gazoducs affichent les capacités disponibles sur le marché secondaire peut en limiter l'accès pour les expéditeurs. Pour acquérir une capacité sur longue distance, un expéditeur va devoir connaître le fonctionnement de plusieurs EBB. D'autre part la coordination des contrats pour réaliser un trajet peut se révéler délicate, car l'expéditeur va devoir acheter de la capacité sur plusieurs segments de réseaux. La non-simultanéité de ces opérations lui fait courir de risque de ne pas pouvoir réaliser le trajet s'il

lui manque un segment alors qu'il a déjà acheté les autres. Le plafond de prix empêche les vendeurs, même en période de pointe, de récupérer leur coût lié à la réservation de capacité. Enfin, le dernier inconvénient du marché secondaire est l'absence, en période de forte demande, de capacité disponible.

En dépit de ces inconvénients, le marché américain de la capacité continue à se développer. Depuis sa création, le nombre de transactions augmente comme le prouve l'évolution des volumes détenus par les acheteurs sur ces marchés. Le 31 mars 1996, la capacité détenue par des acheteurs sur le marché secondaire s'élevait à 5 800 milliards de pieds cubes pour les douze mois précédents, soit 59% de plus que les 3 200 milliards relevés fin mars 1995. La durée moyenne des contrats placés sur le marché secondaire s'est élevée entre 1994-95 et 1995-96. Elle est passée de 60 jours à 90 jours. Cet allongement traduit une prise de conscience de la part des expéditeurs des excédents qu'ils ont en leur possession. Il reflète aussi une confiance accrue dans le fonctionnement du marché secondaire. La diminution des options de rachat sur les volumes placés à la revente traduit enfin une meilleure maîtrise du marché secondaire de la part des revendeurs. Malgré son développement, le marché secondaire américain ne permet pas aux revendeurs de capacité de recouvrer la totalité des coûts engendrés par leur capacité réservée inutilisée. En effet, les prix du marché secondaire sont inférieurs aux tarifs réglementés et donc inférieurs aux coûts supportés par les affréteurs. Le marché gris est un moyen supplémentaire pour les détenteurs de capacité excédentaire de recouvrer les coûts engendrés par cette capacité inutilisée.

2.2.2.b. Le marché gris (gray market)

Sur ce marché, les CDL et les négociants regroupent leur capacité de transport excédentaire avec d'autres services (vente de gaz par exemple). Les expéditeurs disposant d'une capacité excédentaire peuvent, en regroupant cette capacité avec un autre service, contourner la réglementation qui régit les prix du marché secondaire. En effet, le prix du «paquet» constitué par la capacité de transport complété par un autre service comme le stockage n'est pas plafonné par la FERC. L'importance de ce marché est difficile à évaluer, car il n'existe pas de mécanismes qui centralisent les données comme dans le cas du marché secondaire de la capacité. Néanmoins, la rencontre entre l'offre de services groupés par les expéditeurs détenteurs de capacité excédentaire et d'une demande recherchant précisément cet ensemble de services paraît peu probable. C'est pourquoi le marché gris apparaît aujourd'hui

comme peu actif et ne constitue donc pas une véritable solution pour les détenteurs de capacité de transport excédentaire.

Le marché gris et le marché secondaire ne permettent qu'un recouvrement partiel des coûts engendrés par la détention de capacité excédentaire. Néanmoins, grâce à ces marchés, un expéditeur peut ajuster la capacité de transport qu'il détient à ses véritables besoins sans courir de risques financiers trop importants et sans mettre en péril la qualité du service. Ces marchés permettent aux expéditeurs de mieux évaluer leur besoin en capacité de transport et de prévoir ainsi le volume de leur retour de capacité.

2.2.3. Le développement des hubs

Le développement de ces centres[18] est un phénomène récent dans l'industrie du gaz naturel américaine. Ils sont le produit logique de l'ouverture des réseaux, ils constituent des lieux sur lesquels les vendeurs et les acheteurs peuvent négocier entre eux et obtenir certains services. Ils permettent d'accroître les échanges entre les divers acteurs de l'industrie gazière puisqu'ils permettent d'échanger du gaz entre réseaux de transport.

Lors de la mise en œuvre du décret 636, la FERC a estimé qu'il fallait conserver l'expertise développée par les compagnies de gazoducs pour gérer les achats de gaz et suivre une demande fluctuante. Dans ce but, elle a cherché à promouvoir le développement des centres commerciaux américains qui offriraient séparément et donc plus efficacement les services autrefois fournis par les gazoducs. D'autre part, le développement de ces centres favorise l'émergence de marchés spot de la molécule de gaz, de la capacité de transport et de la capacité de stockage. En 1999, il existait 39 centres commerciaux aux États-Unis et au Canada.

Ces centres proposent de nombreux services mais les principaux sont la connexion entre réseaux, le stockage, le stationnement et le prêt de gaz. Ils ont accès à 47% de la capacité de stockage en Amérique du Nord et ils sont reliés à toutes les installations de stockage à cycle rapide. Les installations à cycle rapide sont conçues pour le service de court terme comme le stationnement (prêt de gaz par l'expéditeur au centre) et les prêts de gaz.

La plupart des services offerts par les centres affichent des prix de marché. Cependant, certaines prestations, comme le transport et le stockage, sont réglementées au niveau des tarifs par la FERC ou par les PUC. Les tarifs réglementés sont calculés sur la base du coût du

[18] Les différents types de centres sont précisés dans l'annexe de ce chapitre, annexe qui donne la localisation des principaux centres en Amérique du Nord, énumère les services offerts et présente des exemples d'opérations sur un centre commercial.

service ce qui permet à l'entreprise prestataire de recouvrer ses coûts tout en bénéficiant d'un taux de rendement du capital minimum. La FERC autorise exceptionnellement les tarifs de marché si l'entreprise prouve qu'elle ne dispose d'aucun pouvoir de marché excessif sur sa région[19]. Les centres commerciaux ne peuvent appliquer un tarif supérieur à celui autorisé par la FERC pour les services réglementés mais ils peuvent consentir des rabais. La concurrence les contraint généralement à accorder des réductions sauf pendant les périodes de pointes pour les services de court terme. Ces rabais sont compensés par les recettes issues des services non réglementés.

La réussite des centres commerciaux dépend du volume des échanges, donc de la minimisation des coûts de transaction. Les contrats qui régissent les services offerts par ces centres doivent donc être clairs avec un nombre restreint de clauses. La plupart des centres proposent des contrats types. Plus les durées des contrats sont courtes, meilleure est l'exploitation des installations, puisque les clients peuvent intervenir sur des périodes qui correspondent précisément à leurs besoins.

L'affichage des prix du gaz au niveau des centres commerciaux est un moyen pour les acheteurs et les vendeurs de réduire leur risque de prix. Cette information est cruciale dans le cas du gaz, car son prix fluctue beaucoup en raison des brusques variations de la demande. Néanmoins, encore peu de centres commerciaux ont la capacité d'afficher ces prix en temps réel.

Les centres commerciaux développent le commerce électronique du gaz et de la capacité de transport. L'EGT *(electronic gas trading*) permet aux clients des centres de négocier directement leur gaz dans un contexte anonyme. À l'heure actuelle, seulement 17 des 39 centres d'Amérique du Nord sont équipés de la sorte, car ces installations sont coûteuses. L'*electronic bulletin board* (EBB) centralise les offres et les demandes de capacités de transport.

La transparence des prix du gaz et des services liés est cruciale. À *Henry Hub*, où elle est maximale, les intervenants semblent disposés à payer plus cher que sur les centres voisins qui offrent pourtant les mêmes services. La transparence passe par un affichage de l'ensemble des transactions qui respecte l'anonymat des intervenants. L'existence de contrats à terme dont les points de livraison sont *Henry Hub* (Louisiane) et Waha (Texas) a accéléré le développement de ces deux centres. Les prix de ces contrats sont considérés comme une bonne synthèse de l'information disponible.

[19] Les sept centres situés au Canada sont autorisés à pratiquer des tarifs de marché depuis 1984.

L'information et les différents services disponibles au niveau de ces carrefours (stockage, réorientation du gaz, etc.) permettent aux intervenants de la chaîne gazière de faire face aux changements brusques dans les volumes offerts ou demandés. Les déséquilibres en terme de volumes apparaissent lorsque les besoins d'une compagnie en gaz diffèrent des quantités qu'elle avait réservées. La plupart des compagnies alternent de la position de vendeur à la position d'acheteur pour rééquilibrer leur position. Cette alternance est également un moyen de se prémunir partiellement contre la volatilité des prix. Les achats en période de forte demande sont compensés par les ventes à court terme lorsque la demande est inférieure à la capacité réservée.

La combinaison de contrats à terme et de contrats de swap est également un moyen de se prémunir contre la volatilité des cours. Mais le coût de ces instruments et le risque de base lié à la localisation des contrats peuvent inciter les compagnies à privilégier les centres commerciaux pour leur couverture. D'autre part les délais inhérents aux contrats peuvent ne pas correspondre aux besoins de couverture des compagnies.

L'utilisation des capacités de stockage à cycle rapide constitue également un moyen efficace de se protéger contre le risque de prix. En stockant son gaz dans ce type d'installations, une compagnie se donne les moyens de répondre rapidement à un accroissement de la demande ou des prix. Les brusques hausses survenues durant les derniers hivers ont conduit les entreprises gazières à utiliser massivement ces installations.

Les centres commerciaux sont devenus un élément clé du système gazier nord-américain. Ils ont permis aux acheteurs de gaz d'avoir accès aux sources les moins chères et favoriser la recherche de débouchés des vendeurs. Ils ont également évité aux expéditeurs de payer des pénalités aux gazoducs en leur permettant d'équilibrer les flux reçus et livrés. Ils ont ainsi participé à l'expansion des réseaux gaziers et à leur interconnexion croissante qui limite les écarts de prix entre les différentes zones de consommation. Néanmoins, ces centres ne sont pas encore utilisés à pleine capacité. À titre d'exemple, les sites de stockage dans des cavités salines ne sont souvent remplis qu'à moins de 40%. Les sommets atteints par les prix durant la saison de chauffe 1995-96 témoignent également de la sous-utilisation des centres commerciaux. En effet, si l'ajustement par le déstockage avait pleinement fonctionné, les pointes des prix auraient été émoussées.

La réduction des déséquilibres sur les réseaux et des coûts qu'ils entraînent est un enjeu majeur pour l'industrie du gaz naturel. Les centres commerciaux contribuent à résoudre ce problème, car seules, les pénalités imposées par les gazoducs à leurs clients en situation

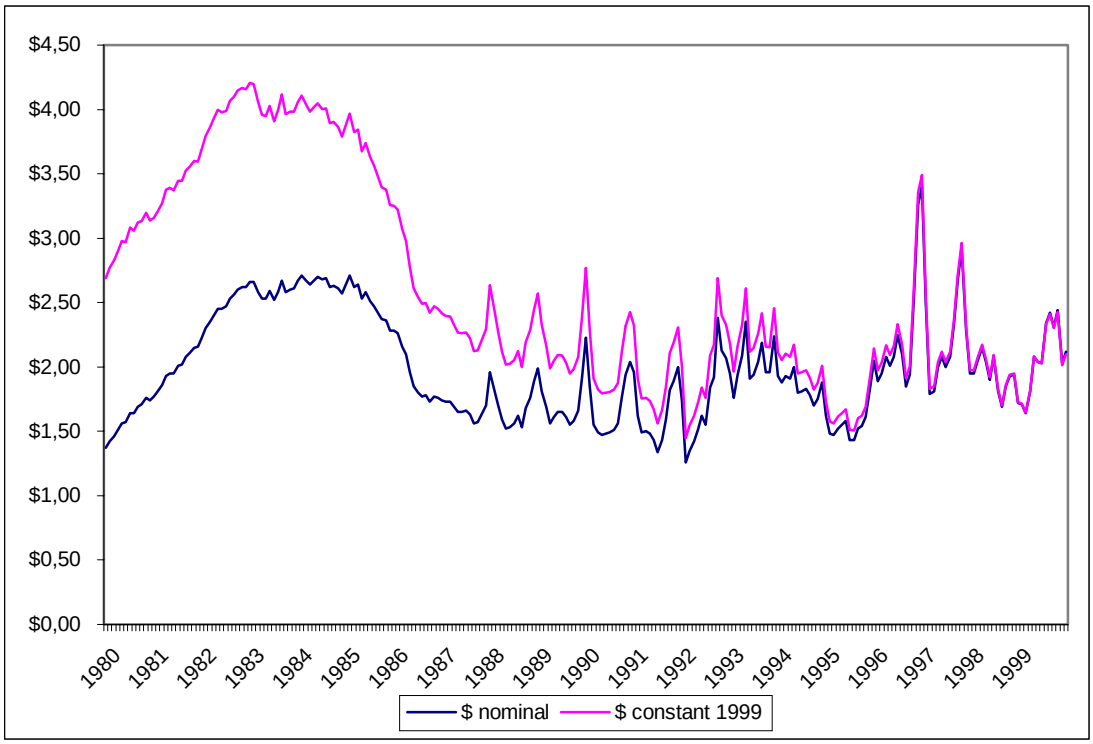
déséquilibrée ne sont pas totalement efficaces. La capacité de stockage au niveau des hubs permet aux transporteurs de traiter les déséquilibres qui surviennent sur leur réseau. La mise en place d'un système électronique régional qui fournirait une information en temps réel aux parties concernées permettrait de limiter le nombre de situations de déséquilibres en favorisant les échanges de gaz, de capacité de transport et de stockage.

Les développement des hubs a permis celui des instruments financiers fondés sur le prix spot du gaz naturel côté à ces points stratégiques.

2.2.4. Le développement des instruments de couverture

Comme l'indique la Figure 1-5 ci-dessous, la volatilité des prix du gaz naturel a nettement augmenté depuis le début des années 90. Cette évolution explique le développement des contrats à terme, des options sur ces contrats et des swaps.

Figure 1-5 Evolution du prix moyen du gaz à la tête du puits de 1980 à 2000



source : EIA, The Evolution of Gas Markets in the United States, mai 2000

2.2.4.a. Les contrats à terme

Un contrat à terme est un instrument financier qui représente un engagement négocié de livrer ou de prendre livraison d'une marchandise à une date ultérieure, à un prix fixé à l'avance. Pour la plupart des produits négociés à terme, les contrats ne conduisent que très

rarement à la livraison du produit. Néanmoins, le lien entre le marché physique et le marché à terme se situe dans la possibilité d'exiger le dénouement d'un contrat à terme par la livraison du produit.

Le rôle des marchés à terme est de permettre aux opérateurs du physique (producteurs, négociants, distributeurs) de se protéger contre les risques commerciaux provoqués par les fluctuations de cours et de mieux gérer leur stock. Pour que le système fonctionne, ces opérateurs doivent trouver en face d'eux une contrepartie dont les anticipations sont inverses aux leurs.

Les premiers contrats à terme sur le gaz naturel ont été lancés par le New York Mercantile Exchange en avril 1990. En août 1995, un deuxième contrat à terme sur le gaz est né sur le *Kansas City Board of Trade* (KCBT). Les contrats proposés par le NYMEX portent sur 10 000 millions de BTU. La durée de vie des contrats est de 36 mois. La cotation s'effectue en dollars par million de BTU tous les jours ouvrables de 10 heures du matin à 15H10, heure de New York. Le pas de cotation des contrats est 0,001 $/MMBTU, c'est-à-dire 10 $ par contrat. Les fluctuations maximales sont de 0,10 $ par million de BTU (1000 $ par contrat) sauf durant le mois qui précède le mois de livraison où il n'y a plus de limites. Les dernières transactions ont lieu 6 jours ouvrables avant le début du mois de livraison. La livraison s'effectue au *hub* détenue par la *Sabine Pipe Line Co.* en Louisiane. La période de livraison dure un mois après la clôture du contrat. Il existe une procédure (*Alternate Delivery Procedure* ou ADP) par laquelle l'acheteur et le vendeur peuvent, s'ils sont d'accord et s'ils avertissent le NYMEX, modifier les termes du contrat ayant trait à la livraison du gaz. D'autre part, les vendeurs ou acheteurs peuvent transformer leur position à terme sur le NYMEX en une position sur le marché physique via l'EFP, l'*Exchange of Futures for Physicals*.

Le contrat d'échéance la plus proche (*nearby contract*) sert souvent de référence pour les livraisons de gaz du prochain mois de livraison avant que le marché spot de ce mois ne commence (c'est-à-dire avant la *bid week*). Le contrat livrable en mars est le contrat le plus proche pour les livraisons de mars. Durant la dernière semaine de février, les transactions sur ce contrat s'achèvent et le marché spot pour les livraisons de mars commence. L'absence de limites aux fluctuations du cours du contrat durant son dernier mois de cotation renforce la qualité du contrat en tant qu'estimateur des prix spot du mois suivant.

2.2.4.b. Les options sur contrats

Une option sur titre est un droit de vendre ou d'acheter ce titre à un prix fixé, appelé prix d'exercice, pendant une période donnée. En contrepartie de ce droit, l'acheteur de l'option acquitte une prime. Lorsque le cours du titre sous-jacent dépasse le prix d'exercice, le détenteur d'une option d'achat exerce son droit et peut donc acheter le titre au prix d'exercice. Inversement, le possesseur d'une option de vente exerce son option lorsque le cours du titre sous-jacent descend en dessous du prix d'exercice.

Les options sur contrats à terme gaziers sont nées en octobre 1992 sur le NYMEX. Aujourd'hui, il existe également des options sur les contrats négociés sur le KCBT. Sur le NYMEX , la validité des options est de 12 mois. Les pas de fluctuation du cours de ces options sont les mêmes que ceux des contrats. Il n'y a pas de plafonds pour le cours des options. Le dernier jour de transactions des options se situe au minimum trois jours avant l'expiration du contrat sous-jacent.

2.2.4.c. Les swaps

Un producteur ou un négociant qui anticipe une baisse de prix peut souhaiter fixer pour plusieurs années le prix du gaz qu'il vend. Pour ce faire, il va entrer dans un swap avec un acheteur par l'intermédiaire d'une banque. Cette dernière se charge de trouver une contrepartie avec des anticipations de prix inverses, c'est-à-dire un acheteur craignant une hausse de prix qui soit intéressé par le prix proposé par le vendeur. Une fois les deux parties réunies, elles bénéficieront du prix sur lequel elles se sont accordées quelles que soient les évolutions du marché du gaz. Si les prix montent, les pertes subies par le vendeur sont compensées par les gains dont bénéficie l'acheteur. En cas de baisse, le vendeur profite du swap tandis que l'acheteur en fait les frais. Les accords de swap sont organisés par des organismes financiers qui prélèvent une commission fixe sur l'opération.

2.2.4.d. Comparaison et évolution

- **Comparaison**

Chacun de ces trois instruments présente des avantages et des inconvénients. En pratique, les professionnels combinent ces instruments pour parfaire leur couverture. Par exemple, une compagnie qui craint une augmentation des prix du gaz peut vouloir entrer dans un swap pour se garantir un prix d'achat stable. Ce faisant elle renonce à profiter d'éventuelles baisses. Si à un moment donné, cette compagnie estime que le prix du gaz va

chuter, elle peut acheter une option de vente qui lui permettra de réaliser un gain si le cours des contrats à terme tombe en dessous du prix d'exercice.

Concrètement les compagnies de distribution locales[20] interviennent peu sur les marchés à terme et d'options. Dans la plupart des cas, les autorités locales leur interdisent d'intervenir sur ce type de marchés parce qu'aucune procédure n'est prévue pour le traitement des pertes et profits que ces compagnies pourraient réaliser sur des marchés financiers. Les négociants sont les principaux intervenants sur les marchés à terme comme le confirme la Figure A4 en annexe de ce chapitre. Ces marchés leur permettent de protéger la valeur de leurs achats et de fixer le prix de leurs prochaines ventes. Le Tableau 1-2 ci-dessous résume brièvement les caractéristiques des instruments de couverture disponibles en Amérique du Nord pour le gaz naturel.

Tableau 1-2 Caractéristiques des instruments financiers de couverture dans l'industrie du gaz naturel

	Contrats à terme	***Options sur contrats***	***Swaps***
Objectif	Fixer le prix du gaz pour des opérations futures	Fixer une limite aux variations de prix pour des opérations futures	Fixer le prix du gaz pour des opérations futures
Utilisation	Acheter (vendre) sur le marché à terme lorsqu'on vend (achète) sur le comptant	Exercer l'option lorsque le prix des contrats passe au dessus (option d'achat) ou tombe en dessous (option de vente) du prix d'exercice de l'option.	Trouver une contrepartie (un acheteur pour un vendeur et vice-versa) qui accepte un prix proche de celui recherché.
Organisateur	NYMEX et KCBT	NYMEX et KCBT. Les banques peuvent organiser des options de gré à gré.	Les banques
Terme	36 mois	12 mois pour les options de marché	Plusieurs années
Liquidité	Forte grâce aux contrats standards	Forte pour les options de marché	Faible parce que négociés de gré à gré
Coût	Appels de marge	Fixe sans appel de marge	Fixe sans appel de marge.
Contrôle de la qualité de la signature	Minimale	Aucune	Maximale
Possibilité de livraison	Oui	Non	Non
Résultat	Garanti	Garanti pour les options de marché	Incertain

- **Evolution**

Depuis sa création en 1990, le marché à terme du gaz naturel de New York a connu une très forte expansion. Cette dernière s'explique essentiellement par l'extrême volatilité des prix du gaz que l'on peut apprécier sur la Figure 1-5 ci-dessus et sur la Figure A5 de l'annexe. Cette volatilité attire de plus en plus de participants sur les marchés à terme pour des

[20] Les CDL sont, pour la plupart, des compagnies de capitaux privés réglementées par des commissions de régulation locales.

opérations de couverture et pour des opérations de spéculation. De 1992 à 1993, le nombre de contrats en circulation sur le NYMEX est passé de 51000 à 116000. En 1994, l'accroissement s'est tassé, le nombre de contrats en circulation a atteint 130000. Après l'explosion du début, la moindre progression de l'activité peut s'expliquer par deux facteurs, l'efficacité relative du contrat NYMEX livrable à *Henry Hub* pour les professionnels de l'ouest des États-Unis et du Canada et le développement des options et des swaps.

Tout d'abord, le marché à terme comptant de New York n'offre pas une couverture efficace pour les marchés de l'ouest des États-Unis et du Canada. En effet, les prix du gaz sur ces marchés n'évoluent pas de façon parallèle aux prix affichés à *Henry Hub*. Ce risque de base lié à la localisation des marchés a rendu nécessaire la création d'un contrat propre aux marchés de l'ouest. Dans un article de 1995, WALLS [1995] a testé l'efficacité[21] du contrat Nymex. L'application de son critère conduit à rejeter ce contrat pour 3 marchés sur 13. Un article de E.J. BRINKMANN et R. RABINOVITCH [1995] analyse dans quelle mesure les limites du système de gazoduc affectent l'efficacité du contrat NYMEX en tant qu'instrument de couverture. Ces auteurs montrent que le contrat NYMEX permet une couverture efficace sur les marchés du sud, de l'est et du « *Midwest* ». Au contraire, la couverture par ces contrats ne donne pas de résultats intéressants pour les Montagnes Rocheuses et les états de la côte ouest. Ce résultat s'explique principalement par l'insuffisance du réseau de transport qui ne permet pas les arbitrages qui unifieraient le marché. Lorsque un déséquilibre de prix apparaît entre deux régions, les acteurs de l'industrie gazière ne peuvent pas nécessairement profiter de l'opportunité en raison de contraintes liées au transport. Ainsi, le réseau de gazoduc est moins dense dans l'ouest que dans l'est des États-Unis (cf. Figure A1 en annexe).

Le contrat négocié sur le KCBT permet, depuis le 1er août 1995, aux professionnels du gaz de l'ouest des États-Unis et du Canada de se couvrir contre les fluctuations des prix du gaz dans leur région. En juin 1996, un nouveau contrat à terme a fait son apparition au NYMEX, contrat dont le point de livraison se situe sur le *Permian Basin Pool* dans l'ouest du Texas. Un troisième contrat NYMEX est né en septembre 1996, le point de livraison de ce dernier se situe en Alberta, au Canada. L'émergence de ces nouveaux contrats est significative de la segmentation du marché nord-américain du gaz naturel.

Schématiquement, le marché nord-américain peut se découper en deux grandes parties, l'Est où la demande est élevée et les ressources rares et l'Ouest où la demande est plus faible

[21] Ce critère est celui de l'efficacité faible définie par FAMA (1970). Le marché à terme est efficace si le cours des contrats à terme est un estimateur sans biais du prix spot futur.

et les ressources relativement importantes. Les prix des contrats livrables à *Waha* sont généralement moins volatiles que ceux des contrats livrables à *Henry Hub*, néanmoins leur volatilité dépasse celle des autres biens négociés sur des marchés à terme.

D'autre part, les swaps et les options, qui sont de plus en plus appréciés par les opérateurs, concurrencent les contrats à terme. L'extension de la durée des contrats négociés sur le NYMEX de 18 à 36 mois décidée en juillet 1995 vise à inciter les opérateurs cherchant à se couvrir sur des périodes assez longues à privilégier les contrats à terme plutôt que les swaps, instruments fixant les prix du gaz pour plusieurs années. L'extrême volatilité des cours des contrats durant l'hiver 1995-96 a contribué à développer les marchés d'options. En 1995, ces marchés ont augmenté plus rapidement que les marchés à terme. Plus le cours des contrats est volatil, plus les appels de marges[22] sont importants, ce qui renchérit le coût de la couverture et pousse donc les opérateurs vers les options qui sont moins coûteuses.

2.3. Les stratégies d'intégration

2.3.1. Intégration horizontale

2.3.1.a. Dans la production

La production de gaz naturel en Amérique du Nord est dominée par les grandes compagnies pétrolières américaines. Cependant, les producteurs indépendants restent très nombreux et leur rôle dans l'industrie gazière est important. Actuellement, ils se sentent défavorisés par rapport aux négociants qui interviennent sur les marchés de gros. Ils demandent à la FERC de les autoriser à se constituer en coopérative[23] pour compenser ce déséquilibre. Or, de tels groupements constituent des entorses aux lois antitrust américaines. Se regrouper permettrait aux producteurs d'atteindre une taille suffisante pour bénéficier d'une information équivalente à celle dont disposent les négociants. D'autre part, ils bénéficieraient d'économies d'échelle et de gains en matière d'organisation commerciale. Au-delà des arguments avancés par les producteurs pour faire accepter leur cartellisation sous forme de coopérative, l'objectif sous-jacent est d'avoir un poids suffisant pour intervenir sur les prix du marché en jouant sur les volumes produits.

[22] Ces derniers sont calculés par une fonction qui prend en compte le risque supporté par l'intervenant.
[23] Un texte intitulé « *Natural gas competitiveness Act of 1995* » a été déposé au Congrès le 14 septembre 1995. Son objet est d'autoriser les producteurs gaziers à se grouper en association pour produire, collecter, transporter, traiter, stocker, et commercialiser du gaz naturel sur les marchés inter-États, intra-État et internationaux. L'association ne devra pas traiter un volume de gaz supérieur à 20% de la production américaine de l'année précédente.

Le fonctionnement de cartels, qu'ils soient légaux tels que les coopératives ou illégaux, se heurte à de nombreux obstacles. Comme, le rappellent JACQUEMIN et SLADE [1989, p.417], la collusion, qu'elle soit tacite ou explicite, n'est jamais évidente. En effet, étant donné que le prix du bien vendu par les participants à l'accord (en l'occurrence du gaz) s'élève au dessus du prix d'équilibre non-coopératif, les acteurs sont incités à tricher. Pour que l'accord soit viable, il faut donc qu'il prévoit un mécanisme de détection de la fraude et un système de sanctions dissuasif. Outre le non respect des termes du contrat, la réalisation de l'accord peut également être entravée par l'hétérogénéité des firmes en termes de coûts. Des préférences différentes[24] constituent également des obstacles à la définition d'un accord ainsi que l'incertitude (JACQUEMIN et SLADE [1989, p.420])[25].

La formation de collusion n'est donc pas évidente. Au niveau de la production de gaz naturel aux États-Unis, les rapprochements entre producteurs indépendants ont été peu fréquents. Les expériences de ce type menées dans le secteur agricole ou dans l'industrie gazière au Canada n'ont pas prouvé la capacité des coopératives à limiter la volatilité ou la baisse des prix.

Outre le regroupement, l'intégration horizontale est une autre stratégie envisageable pour les producteurs. Les fusions sont intéressantes, car généralement elles permettent aux entreprises concernées d'accroître leur pouvoir de marché face à leurs concurrents ou aux entreprises situées en aval comme les négociants. Malgré les avantages que peut présenter la fusion, cette stratégie n'a été que très peu appliquée aux États-Unis, peut-être à cause de l'étroite surveillance qui existe en matière de trusts.

2.3.1.b. Dans le négoce

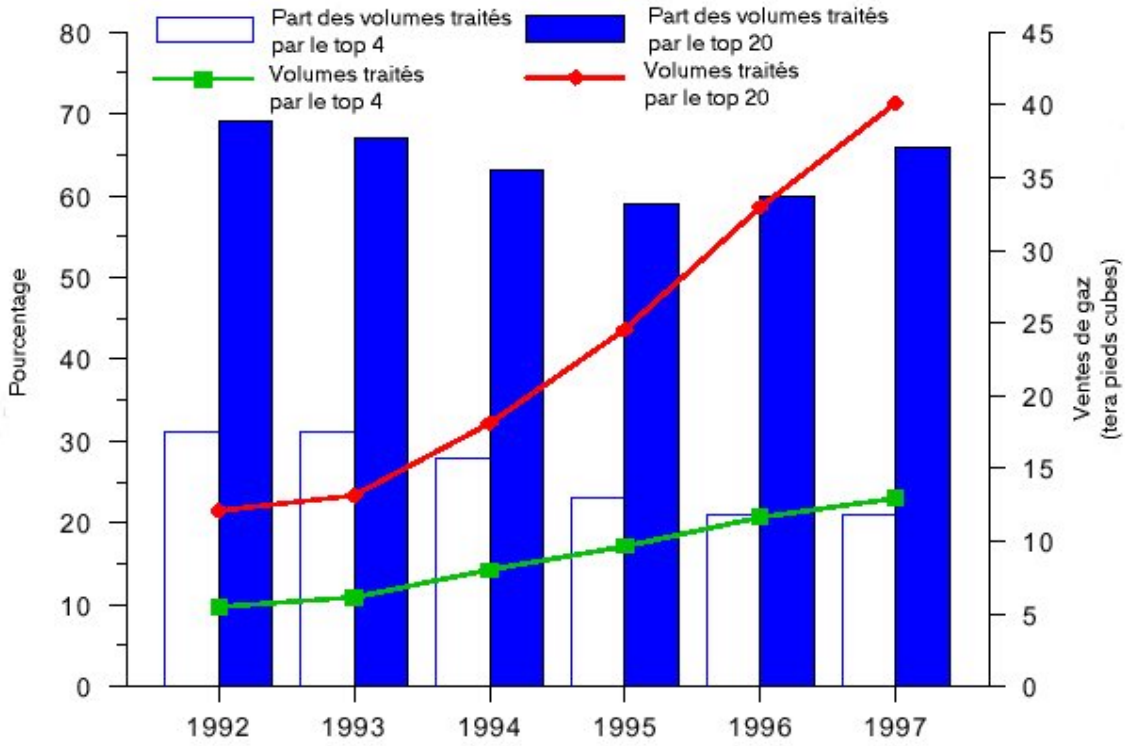
Les fusions réduisent le nombre de gros négociants qui augmentent leur part de marché. En 1994, Amoco était le plus important des négociants, NGCH était second. En 1997, les principaux négociants afficheront un volume de vente à peu près équivalent de celui de 1994. Les 10 principaux négociants enregistraient en 1994 des ventes quotidiennes qui couvraient 42% de la consommation journalière. Après les fusions, ce volume représente les ventes des 4 premiers négociants.

[24] Des firmes dont les taux d'actualisation ne sont pas égaux ne seront pas d'accord sur le poids des profits futurs par rapport au profit immédiat.
[25] Ces deux auteurs indiquent que l'incertitude accroît les coûts de négociations puisque les accords doivent être revus plus souvent.

En dépit du développement des «méga-négociants», les compagnies de petites tailles ont un rôle à jouer. Il existe des niches de marché pour des petits négociants. Il s'agit pour eux d'agréger la demande des petits consommateurs ou de rassembler le gaz des petits producteurs. *Nimrod Natural Gas* a récemment noué une alliance avec Chevron pour commercialiser le gaz sur la région de Chicago. Malgré ces opportunités, les petits négociants vont probablement subir une pression croissante en raison du rétrécissement de leur marge provoqué par l'arrivée de grosses firmes sur leur marché.

La Figure 1-6 ci-dessous illustre l'importance du rôle des « petits » négociants face au mega-marketers. En effet, on constate qu'entre 1992 et 1996, la part des volumes négociés par les 20 premiers négociants (top 20) par rapport à l'ensemble du gaz transitant par des négociants a diminué bien que les volumes vendus par le top 20 aient considérablement augmenté.

Figure 1-6 Les volumes traités par les 20 premiers négociants des États-Unis



Source : EIA, Natural Gas Issues and Trends 1998

2.3.1.c. <u>Dans la distribution</u>

Les fusions des *utilities* sont sous la haute surveillance des PUC des États. Dans la plupart des États, les fusions doivent être approuvées par les commissions de réglementation. Les critères retenus par ces dernières sont l'effet de la fusion sur les coûts et les tarifs, la

structure d'entreprise proposée, le niveau raisonnable des échanges financiers entre les acteurs de la fusion et la persistance d'un environnement concurrentiel.

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

Tableau 1-3 Exemples de fusions récentes de CDL

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

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

2.3.2. Intégration verticale

L'intégration verticale est moins sujette à l'attention des régulateurs que l'intégration horizontale. L'intégration verticale vers l'aval est une stratégie qui permet aux producteurs de jouer un rôle dans la commercialisation, le stockage et les autres activités qui étaient du ressort des gazoducs avant la déréglementation. De nombreux producteurs se sont lancés dans la commercialisation de leur gaz. Mais les difficultés qu'ils ont rencontrées dans ce domaine les ont contraints à fusionner avec des firmes spécialisées. Chevron a par exemple profité de sa fusion partielle avec NGC (Dynergy) pour lui confier la commercialisation de son gaz sur

le territoire américain. Les objectifs principaux des producteurs dans leur descente dans l'aval gazier (stockage et surtout commercialisation) sont d'une part les économies d'échelle et d'autre part le développement de leurs débouchés.

Suite à la mise en oeuvre de l'ordonnance 636, les compagnies de transport américaines se sont réorganisées pour pouvoir offrir efficacement leurs services séparés. Les différents objectifs poursuivis par les compagnies de transport qui se restructurent en créant des filiales et en se lançant dans des fusions sont les suivants:

- développer l'activité dans les services non réglementés;
- retenir les consommateurs qui préfèrent les services groupés;
- différencier les services pour faire face à la concurrence;
- accroître l'utilisation des réseaux (augmenter le facteur de charge) en augmentant ses parts de marché.

Un des motifs des alliances menées durant la décennie 90 est la réalisation de profits grâce aux services non réglementés qui permettent de pratiquer des tarifs de marché. Les filiales spécialisées dans la collecte et la commercialisation du gaz peuvent pratiquer des prix qui ne sont pas contrôlés par la FERC. Le Tableau 1-4 ci-dessous témoigne de l'intervention de quelques grandes compagnies de transport dans les services non réglementés.

Tableau 1-4 Quelques grandes compagnies de transport dans les services non réglementés

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

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

La filialisation des activités connexes au transport (en amont comme la collecte ou en aval comme le négoce de la molécule) permet aux gazoducs de respecter l'ordonnance 636 tout en restant capables, grâce aux liens entre filiales, de fournir aux clients qui le souhaitent un paquet de services groupés. Les gazoducs entendent également profiter de la

déréglementation pour optimiser l'utilisation du réseau notamment grâce à la flexibilité que permettent le service interruptible et le marché secondaire. Les stratégies d'alliances et de fusions suivies par les gazoducs leur sont également dictées par des considérations d'ordre géographique.

Le secteur du transport a fait l'objet d'une profonde transformation. Les compagnies ont cherché à développer leur activité de base en restant présentes dans les services liés au transport. Une certaine diversification vers l'électricité et même les télécommunications s'est produite. Néanmoins, la tendance semble être à l'intégration vers l'aval. Quasiment tous les gazoducs disposent d'une filiale dans le négoce du gaz naturel.

2.3.3. La diversification

Enron[26] est l'exemple le plus frappant de développement tous azimuts y compris en dehors des secteurs de l'industrie gazière. Sa fusion avec *Portland General Corp*. a fait d'elle la plus importante compagnie électrique et gazière d'Amérique du Nord. Annoncée le 20 juillet 1996, la fusion entre *Enron* et *Portland*[27] *General Corp*. (PGC) a été finalement acceptée par la FERC le 1er juillet 1997. Depuis Enron a revendu PGC. Cet aller-retour, qui n'est pas le seul, soulève certaines questions quant à la stratégie suivie par de grosses *utilities* comme *Enron*. Le rachat de compagnies intervenant dans des secteurs connexes est-il guidé par des motifs industriels liés à la recherche de synergies, ou s'agit-il de stratégies financières qui poussent les firmes comme Enron à profiter de leur capacité de financement pour profiter des opportunités offertes par des compagnies plus fragiles ?

De plus en plus d'*utilities* s'unissent pour former une entité capable d'offrir du gaz et de l'électricité. Ainsi, *Baltimore Gas and Electric* (BG&E) prévoit de s'associer avec *Potomac Electric Power Corporation* (PEPCO). BG&E fournit du gaz et de l'électricité à la ville de Baltimore et à 10 comtés avoisinants du Maryland. PEPCO, de son côté, fournit de l'électricité à la ville de Washington et à 2 comtés du Maryland. Les deux compagnies estiment qu'en 10 ans, elles peuvent économiser 1,3 milliard de $ en éliminant les services redondants, en adoptant une politique d'achat centralisée et en réduisant les coûts de gestion.

[26] Une présentation succincte de cette firme est proposée en annexe.

[27] *Portland General* est une IOU (*Investor Owned Utility*) qui distribue de l'électricité depuis 107 ans. Depuis 25 ans, PGC achète et vend de l'énergie en gros sur l'ensemble du territoire nord-américain. Portland fournit de l'électricité à 658 000 utilisateurs finals industriels et résidentiels en Oregon et sur l'ouest des États-Unis. PGC produit de l'électricité avec des centrales hydroélectriques et thermiques à charbon et au gaz. Grâce à des participations dans des réseaux électriques comme *Pacific Northeast Intertie*, elle est connectée aux marchés électriques de l'ouest. Les revenus bruts de PGC se sont élevés à 984 millions de $ et la totalité de ces actifs vaut 3,4 milliards de $.

La compagnie issue de la fusion se nommera *Constellation Energy*, elle sera constituée comme une utility unique avec des filiales intervenant dans les activités non réglementées.

2.4. Conclusion

L'accès des tiers au réseau institué par le décret 636 a transformé la nature des relations liant les différents maillons de la chaîne gazière. Les contrats ont vu leur durée moyenne sensiblement raccourcie et les clauses TOP ont quasiment disparu. Dans ce contexte, l'activité des opérateurs historiques s'est trouvée profondément modifiée. Avant la déréglementation, les *utilities* bénéficiaient d'un territoire de desserte réservé et les prix auxquels elles payaient leur gaz étaient réglementés. Aujourd'hui dans un nouveau contexte de libéralisation des marchés où une partie de leur clientèle n'est plus captive, elles font face à des risques nouveaux comme la volatilité des prix et doivent se protéger en utilisant des outils financiers tels les contrats *futures* ou les *options*. Sur ces nouveaux marchés, les négociants sont les principaux intervenants.

Face à l'accroissement du pouvoir de marché des négociants, les producteurs indépendants cherchent à se regrouper au sein de coopératives et à s'allier avec des négociants. Le secteur du transport est en proie à de nombreuses transformations provoquées par l'adaptation des gazoducs à l'ordonnance 636 qui prévoit la séparation de leurs services. Pour la plupart, les compagnies de transport cherchent à investir le champ des activités non réglementées comme la collecte ou le traitement du gaz. L'intégration verticale est une stratégie largement appliquée par les gazoducs même si la diversification dans des activités nouvellement dérégulées n'est pas exclue.

Le développement de ces compagnies intégrées verticalement semble indiquer que la déréglementation, dont l'objectif est l'instauration d'un marché concurrentiel, pourrait favoriser l'émergence d'un oligopole énergétique. Le rapprochement des activités gazières avec les activités électriques au niveau de ces grandes entreprises intégrées semble indiquer que les réformes des systèmes électriques et gaziers américains favorisent le développement de firmes de grande taille intervenant de la production jusqu'à la distribution.

La déréglementation fédérale a donc profondément transformé l'industrie gazière américaine et l'a placée devant deux enjeux majeurs. Le premier concerne la réglementation du transport inter-Etats et le second la libéralisation au niveau des états.

Section 3 Les questions en suspens

L'ATR instauré par le décret 636 a conduit certains affréteurs à revenir sur le montant de leur capacité réservée auprès des gazoducs ce qui inquiète ces derniers. Afin d'accroître la flexibilité du transport gazier à court terme et de dissuader les affréteurs de provoquer d'importants « retours de capacités », la FERC a décidé de lever la majeure partie des contraintes(§3.1) pesant sur ce segment de l'industrie gazière. Parallèlement, le mouvement de déréglementation semble marquer le pas au niveau des états. Cette hésitation des autorités locales s'explique en partie par les difficultés d'adaptation auxquelles sont confrontées les compagnies de distribution locales(§3.2).

3.1. Au niveau du transport inter-Etats

3.1.1. Le renouvellement des contrats de transport

La réduction ou l'annulation de la capacité réservée lorsqu'un contrat qui lie un gazoduc et un expéditeur arrive à son échéance, appelée également «retour de capacité» (*capacity turnback*), est un phénomène qui inquiète les gazoducs américains, comme la clause *Take-Or-pay* en son temps. À l'heure actuelle, trois cas importants de retour de capacité se sont produits aux États-Unis. Ils concernent la *El Paso Natural Gas Company (El Paso)*, la *Transwestern Pipeline Company (Transwestern)* et la *West and Natural Gas Company of America* (NGPL). Ces exemples ne permettent pas encore de conclure si le phénomène du retour de capacité touchera l'ensemble des gazoducs et si ses conséquences seront importantes.

Les retours de capacité posent également des problèmes techniques liés à l'exploitation du réseau. L'importance de ces problèmes dépend du volume et de la localisation de la capacité inutilisée. Ils peuvent nécessiter des aménagements qui viennent renchérir les coûts supportés par les compagnies de transport. La suppression d'installations sur une zone de fournitures peut permettre de rééquilibrer le rapport entre la capacité utilisée et la capacité réservée mais cela peut restreindre le commerce inter-Etats.

Plusieurs solutions sont envisagées pour régler ce problème, notamment de nouvelles tarifications. La FERC préconise la négociation entre les expéditeurs qui veulent annuler une partie ou l'intégralité de leur capacité réservée. Ce problème qui ne concernait que deux

régions entre 1995 et 1996 pourrait devenir un enjeu national. Entre le 1er avril 1996 et le 31 décembre 2001, les contrats couvrant 51% de la capacité de transport aux États-Unis vont arriver à expiration.

Les transformations dans le secteur des transports suite à la déréglementation pourraient ressembler à celles qui se sont produites au niveau de la production dans les années 80. Le retour de capacité pourrait signifier le développement d'un marché de court terme et d'un marché spot de la capacité de transport. Dès lors, la capacité de transport deviendrait une sorte de bien sur lequel seraient basés des instruments financiers comme des contrats à terme ou des options.

3.1.2. Le marché secondaire de la capacité de transport

La FERC a annoncé en juillet 1996, la mise en place d'un programme test de suppression des plafonds de prix existants sur la capacité revendue, le transport interruptible et le service garanti de court terme. Dans le cadre de ce programme, les expéditeurs ne seraient plus contraints d'offrir leur capacité aux enchères. Depuis sa création en 1989 par l'Office National de l'Energie[28] canadien (l'ONE), la marché secondaire de la capacité de transport semble très dynamique (EIA [1994]). Ce dynamisme peut notamment s'expliquer par la suppression du plafond de prix décidée par l'ONE en 1995. Le marché secondaire canadien permet une allocation de la capacité de transport en fonction de la valeur qu'elle a pour les utilisateurs. Il permet aux expéditeurs de gérer le risque lié à leur contrat de long terme avec les gazoducs. Enfin, le prix de la capacité revendue constitue un signal sur la nécessité de construire des canalisations supplémentaires.

3.1.3. Le transport de court terme

Le 29 juillet 1998, la FERC a publié un document qui propose quelques modifications au niveau de la réglementation applicable aux services de transport à court terme. La proposition de la FERC vise à supprimer les plafonds de prix pour les transactions de moins d'un an (court terme), ces plafonds étant maintenus sur le marché de long terme. La

[28] L'accord sur les marchés et les prix du gaz naturel de 1985 a marqué le passage d'une politique de prix du gaz naturel régulés vers un système de prix régis par le marché. L'entente de 1985 a posé les bases d'un marché concurrentiel du gaz naturel au Canada. Elle a autorisé les utilisateurs finals des Provinces non productrices à acheter leur gaz directement aux producteurs. Pour que le lien direct entre consommateur et producteur puisse fonctionner, il a fallu garantir aux producteurs et aux autres expéditeurs un accès équitable et flexible au réseau de transport. En 1989, L'Office accorde aux expéditeurs de gaz naturel sur le réseau *TransCanada Pipeline Limited* (TCPL) le droit de céder à des tiers leurs droits de transport garanti. Cette autorisation, qui permet aux détenteurs de capacité sur le réseau TCPL de revendre leurs excédents, est à l'origine du marché secondaire de la capacité de transport au Canada.

proposition a pour but de créer un marché de court terme plus ouvert et plus efficace. Les propositions de la FERC sont les suivantes :

- la suppression du tarif maximum sur les capacités de transport contractées à court terme, qu'il s'agisse des capacités secondaires ou des capacités primaires (fermes et interruptibles) ;
- la mise en place de procédures plus uniformes dans l'attribution des capacités de transport sur le marché secondaire de façon à ce qu'elles puissent entrer en concurrence plus facilement avec les capacités de transport offertes directement par les compagnies de transport (capacités primaires) ainsi qu'avec les transactions « gaz livré » (c'est-à-dire les transactions qui combinent ventes et transport de gaz) ;
- la réforme des procédures de pénalités afin que ces dernières ne limitent pas la flexibilité dont jouissent les affréteurs dans l'utilisation de la capacité ;
- l'utilisation des enchères pour allouer l'ensemble de la capacité de court terme, y compris celle qui est actuellement obtenue par le biais d'accords arrangés au préalable ;
- le renforcement des obligations de publication auxquelles sont tenus les gazoducs afin que les affréteurs disposent d'un maximum d'informations sur les capacités disponibles et les prix.

Pour la capacité vendue pour 1 jour, la FERC propose donc un système d'enchères journalières dans lequel les compagnies de transport ne peuvent pas fixer de prix de réservation[29]. Cependant, les compagnies de transport ne seront pas obligées de vendre en dessous du tarif minimum (coût variable) compris dans leurs tarifs. Pour les capacités réservées sur une période supérieure à 1 jour, les gazoducs auront le droit de fixer des prix de réservation. Les affréteurs qui cèderont tout ou partie de la capacité qu'ils ont contractée sur le marché secondaire seront autorisés par la FERC à fixer des prix de réservation. La FERC a lancé un appel à commentaires sur ces propositions. Quelques compagnies de transport ont fait remarquer que le fait d'allouer par une procédure d'enchères toutes les capacités de transport de court terme, qu'il s'agisse des capacités secondaires ou des capacités primaires (fermes et interruptibles), pourrait entraîner des pertes au niveau des revenus minimums garantis. Quant aux compagnies locales de distribution, elles s'inquiètent de la disparition des accords préétablis qui résultera de ce système.

[29] C'est à dire un prix en dessous duquel elles ne souhaitent pas vendre.

Outre les trois points évoqués ici, la réforme des tarifs réglementés constitue un enjeu important pour l'avenir de l'industrie gazière américaine. Nous développons ce point dans la Section 4 .

3.2. La déréglementation gazière au niveau des Etats

3.2.1. L'évolution du rôle des distributeurs

La distribution du gaz aux utilisateurs finals aux États-Unis est assurée par les compagnies de distribution locales (CDL). Les Compagnies de Distribution Locales sont des entreprises généralement de capitaux privés régulées par les commissions de réglementation de chaque Etat. Elles bénéficiaient jusqu'au début des années 90 d'un monopole sur leur territoire de desserte. L'ouverture du marché inter-Etats qui permet aux industriels et aux électriciens (les «gros» consommateurs) de s'approvisionner directement auprès de producteurs ou de négociants est une première brèche dans l'exclusivité dont elles bénéficiaient sur leur zone de franchise. Elles proposent désormais à ces clients qui peuvent opter pour un autre fournisseur des services séparés. Vis-à-vis des industriels et des électriciens raccordés à leur réseau, elles demeurent responsables de l'acheminement du gaz sur le réseau de distribution ainsi que du comptage. La distribution du gaz sur le réseau qu'elles exploitent est facturée aux industriels et aux électriciens indépendamment de la vente de la molécule.

L'essentiel de la capacité de transport est détenu par les distributeurs locaux. Même en cas d'achat direct, les distributeurs locaux s'occupent souvent du transport. En 1995, les ventes directes représentaient 59% du gaz vendu au Canada contre 9% en 1985. En 1995, les CDL n'ont vendu que 63% du gaz livré aux utilisateurs finals aux États-Unis. Pour les 37% restants vendus à l'occasion de transactions «hors système» (*off system*), les CDL vendent leur service de distribution. L'utilisateur final achète son gaz à un vendeur de son choix, le gaz est alors transporté par une compagnie de transport et livré par la compagnie de distribution dans le cadre de contrats spécifiques.

Les CDL ont dû s'adapter à l'évolution de l'amont après l'ouverture du marché inter-Etats. Elles peuvent désormais diversifier leurs sources et leurs conditions d'approvisionnement afin d'optimiser leur gestion. Elles doivent faire face à une volatilité accrue des prix du gaz dans un marché guidé par les cours spot ou les cours des contrats à terme. Les distributeurs doivent également tenir compte dans la gestion du réseau de

distribution de l'intervention des négociants qui fournissent des clients industriels ou des électriciens. Leur propre environnement réglementaire est en mutation puisque, dans la plupart des Etats, les régulateurs ont des projets d'ouverture progressive du marché résidentiel, qui comprennent éventuellement des programmes pilotes. Le degré d'avancement dans les réformes varie selon les états comme en témoigne le Tableau 1-5 et la carte proposée dans la Figure 1-7 ci-dessous.

La déréglementation issue du décret 636 a ainsi provoqué des changements dans les stratégies des CDL. Afin de conserver leurs gros clients, les CDL proposent d'elles-mêmes des services séparés. Elles proposent à leurs gros clients un service de transport indépendant éventuellement complété par des services complémentaires comme l'équilibrage. Jusqu'à présent, l'offre des CDL était constituée d'un ensemble de services vendus groupés qui comportait le gaz, son transport et les services liés.

3.2.2. La déréglementation des différents marchés de détail

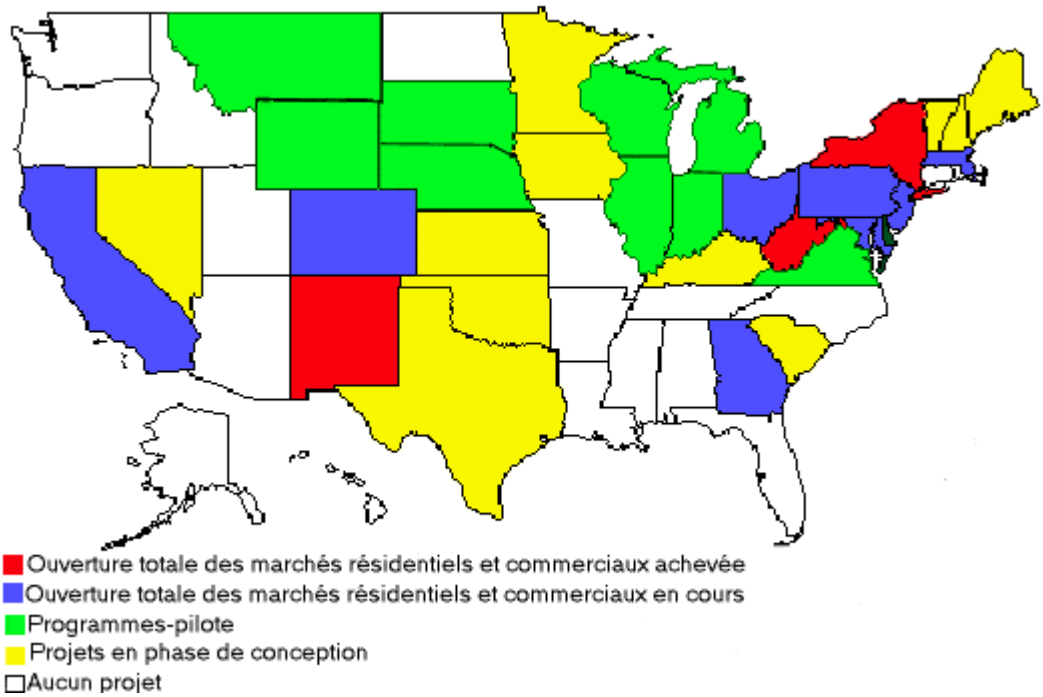
Comme l'indiquent le tableau et la carte ci-dessous, seuls trois états ont à ce jour ouvert aux consommateurs des secteurs résidentiel et commercial la possibilité de choisir leur fournisseur. Il s'agit de l'Etat de New York, de New Mexico et la Virginie de l'Ouest. Une vingtaine d'états sont en phase d'ouverture complète des marchés ou poursuivent l'expérimentation d'une ouverture partielle du marché de détail par l'intermédiaire de programmes-pilote.

Tableau 1-5 Récapitulatif de l'ouverture des marchés de détail

Degré d'ouverture	***Etats***
Ouverture totale des marchés résidentiels et commerciaux achevée	New York – New Mexico – West Virginia *Total : 3*
Ouverture totale des marchés résidentiels et commerciaux en cours	Californie – Colorado – Georgie – Maryland – Massachusetts – New Jersey - Ohio – Pennsylvanie *Total : 8*
Programmes-pilote	District Of Columbia – Delaware – Illinois – Indiana – Michigan – Montana – Nebraska – Dakota du Sud – Virginie – Wisconsin – Wyoming *Total : 11*
Projet en phase de conception	*Total : 11*
Aucun projet	*Total : 19*

Source : [EIA, juin 1999]

Figure 1-7 L'ouverture des marchés de détail du gaz naturel aux États-Unis



Source : EIA, status of Natural Gas Residential Choice Programs By State as of July 1999, (extrait du site www.eia.doe.gov le 25/02/00)

Dans l'Etat de New York, les consommateurs du secteur résidentiel et commercial ont la possibilité de choisir leur fournisseur depuis mai 1996 dans le cadre d'un projet-pilote. Dans ce projet, des fournisseurs indépendants étaient susceptibles de fournir les clients résidentiels et commerciaux. Ca n'est qu'en novembre 1998 que la New York Public Service Commission a mis en place un programme d'ouverture général du marché résidentiel et commercial. En mai 1999, seulement 1,4% des usagers du gaz (EIA [1999]) participaient à ce projet. Considérant l'inertie des usagers de ce secteur, la NYPSC estime qu'il faudra de trois à sept ans pour que la fourniture de gaz par des compagnies régulées[30] cesse.

Dès la fin des années 80, l'Etat du Nouveau Mexique a mis en place un programme d'ouverture globale permettant à l'ensemble des usagers du gaz naturel de choisir son fournisseur. Cependant, l'incapacité des *marketers* à concurrencer la utility en place n'a entraîné que peu de changements. La *Public Service Company of New Mexico* (PNM) a proposé une projet pilote intitulé « *Gas Choice Program* » dans lequel elle incite ses 400 000 usagers à choisir un autre fournisseur. Bien que la commission de réglementation du Nouveau-Mexique ait encouragé les négociants en gaz à investir ce marché, les usagers sont restés fidèles à la utility. Bien qu'elle ait réussi a faire signer plusieurs centaines de clients,

[30] Cette question est centrale dans les processus de déréglementation initiés par les différents états. Elle constitue un des principaux problèmes évoqués au paragraphe suivant (§3.2.3).

Enron a finalement renoncé en septembre 1998 à s'installer sur ce marché devant l'insuffisance des contrats signés.

Les consommateurs du secteur résidentiel et commercial de la Virginie de l'Ouest ont la possibilité de choisir leur fournisseur depuis 1986. Cependant, pour pouvoir choisir leur fournisseur, les usagers souhaitant changer de fournisseur doivent installer des compteurs spéciaux ou acquitter une redevance auprès de leur CDL. En 1997, trois CDL ont transporté du gaz pour le compte de tiers à des clients résidentiels. Cependant, l'ouverture reste très limitée puisque ces livraisons étaient destinées à 58 des 362 432 usagers du gaz que compte cet Etat. La Public Utility Commission de cet Etat a pris conscience du manque de dynamisme du marché de détail dès 1996, date à laquelle elle a lancé une enquête sur les moyens nécessaires pour faciliter l'accès des clients résidentiels et commerciaux à des fournisseurs indépendants. Au terme de cette enquête, la PUC envisage d'inciter au regroupement des consommateurs afin que ces derniers apparaissent comme une clientèle intéressante pour les négociants indépendants.

Tableau 1-6 Participation des clients résidentiels et commerciaux à l'ouverture du marché de détail

Clients	*New York*	*Nouveau-Mexique*	*Virginie de l'Ouest*
Résidentiels P	58 488	0	58
Commerciaux P	39 481	117	1 728
Total des participants	97 969	117	1 786
Résidentiels NP	4 018 897	443 167	362 374
Commerciaux NP	275 132	38 802	32 242
Total des non participants	4 294 029	481 969	394 616
Total Clients Résidentiels et Commerciaux	4 391 998	482 086	396 402

P : Participants – NP : non participants
Source : EIA, Retail Unbundling, septembre 1999

Dans les trois Etats où les consommateurs résidentiels et commerciaux ont la possibilité d'opter pour un fournisseur autre que leur CDL, ils se sont montrés peu intéressés par cette possibilité. Parallèlement, un rapide survol du processus d'ouverture mené dans ces états nous a montré que les négociants indépendants n'étaient pas très incités à démarcher la clientèle résidentielle (et dans une moindre mesure la clientèle commerciale). En effet, cette clientèle présente un niveau de consommation annuelle ainsi qu'un facteur de charge faibles. La fourniture de ces clients risquent donc de s'avérer coûteuse en matière de transport sur les réseaux inter-Etats et sur le réseau des CDL. Pour contourner cet obstacle, certaines commissions souhaitent inciter les fournisseurs indépendants à agréger les clients commerciaux et résidentiels. Exceptés les trois états évoqués plus haut, l'ensemble des Etats

d'Amérique avancent prudemment sur la voie de l'ouverture de la fourniture aux clients résidentiels et commerciaux. Cette prudence s'explique évidemment par les problèmes que soulève cette ouverture.

3.2.3. Les problèmes soulevés par la déréglementation locale

- **Le *unbundling* CDL**

Certains régulateurs estiment qu'à terme les CDL devront abandonner la fonction de fourniture de la molécule pour, à l'instar des compagnies de gazoducs inter-Etats se concentrer sur leur activité d'exploitation du réseau de distribution. Ils estiment que la transparence du marché de détail exige la sortie de la fonction commerciale des CDL en raison de la position dominante de ces dernières. D'autres considèrent qu'il n'y a pas de raison de contraindre les clients résidentiels et commerciaux à se séparer de leur fournisseur traditionnel[31]. Cependant, même les régulateurs (dont la PSC de New York) qui estiment que les CDL doivent abandonner la vente de la molécule, considèrent que le développement modéré de la concurrence sur le marché des usagers résidentiels et commerciaux implique le maintien des CDL dans cette activité tant que le nombre de *marketers* et le nombre de clients disposés à quitter la CDL ne sont pas suffisants. Sur cette question, les CDL ont également des positions divergentes. Certaines se déclarent indifférentes à leur sortie de la fonction commerciale étant donné qu'elles ne réalisent aucun profit sur la vente de gaz[32]. En effet, le prix de vente du gaz est réglementé de façon à correspondre au coût d'acquisition supporté par la CDL. D'autres estiment nécessaire qu'une entreprise réglementée assure une partie de la fourniture de gaz notamment pour des raisons de fiabilité du réseau et d'équité vis à vis des clients résidentiels défavorisés. Les négociants, qui se sont montrés très actifs sur le marché des usagers industriels et commerciaux, semblent plus réticents à démarcher la clientèle résidentielle. D'autre part, comme nous l'avons souligné plus haut, les consommateurs résidentiels et commerciaux sont peu enclins à changer de fournisseur.

[31] Cette opposition se retrouve dans les résultats d'une enquête réalisée par L. DAVID et F. MIRABEL pour le compte du CREDEN en Amérique du Nord et dont les principaux résultats sont repris en annexe.

[32] Ainsi dans l'étude précédemment citée, des responsables de la plus grosse utility de New York, Con Edison qui fournit du gaz et de l'électricité à la ville de New York ne considèrent pas comme problématique le fait de devoir céder la fonction de vente de la molécule à des négociants. L'essentiel pour eux est de développer l'usage du gaz avec ces négociants afin d'optimiser l'utilisation de leurs infrastructures de transport.

Si le régulateur opte pour une séparation forte de la fonction de distributeur de celle de fournisseur, comme cela semble être le cas pour la commission réglementaire de New York, les CDL pourront continuer à vendre du gaz par l'intermédiaire de leurs filiales non réglementées qui interviendront sur le marché au même titre que les autres négociants. Toutefois dans certains Etats (dont celui de New York), le régulateur envisage d'interdire à la filiale commerciale de la CDL d'intervenir sur la zone où le gaz est distribué par la CDL. Dans un tel cadre réglementaire, l'activité des filiales commerciales des compagnies régulées est régie par le principe de réciprocité. Une filiale commerciale d'une CDL A ne peut intervenir sur la zone d'une autre CDL B que si la filiale de la CDL B est autorisée à intervenir sur la zone de la CDL A. La sortie des CDL de l'activité de fournisseur réglementé pose cependant certains problèmes évoqués plus bas qui ne semblent toujours pas avoir été résolus.

- **L'obligation de servir et le fournisseur en dernier ressort**

Si les CDL restent soumises à une obligation de service, le coût de cette obligation dépend de leur maintien dans la fonction commerciale. Assurer la continuité du servir en cas de défaillance d'un *marketer* sera plus coûteux pour les CDL si elles ne sont plus autorisées à fournir les clients de leur zone. Comme nous l'avons évoqué pour les gazoducs inter-Etats, le coût du maintien de l'intégrité du système est plus élevé si l'exploitant du réseau ne dispose plus des contrats d'approvisionnement qui lui permettaient de servir la clientèle de sa zone de franchise. Les agences de régulation de chaque Etat doivent prévoir des mécanismes de partage du coût de cette obligation entre les fournisseurs.

En ce qui concerne le rôle de fournisseur en dernier ressort, si la fourniture du gaz est entièrement déréglementée, le régulateur devra désigner un fournisseur qui servira la frange de la clientèle résidentielle délaissée par les autres négociants. Il lui faudra également concevoir un mécanisme de compensation qui fasse intervenir l'ensemble des intervenants sur le marché considéré.

- **Les *stranded costs***

Les *stranded costs* ou coûts échoués peuvent être définis comme des coûts dans lesquels se serait engagée une firme réglementée et dont le recouvrement pourrait être empêché sinon gêné par l'introduction de la concurrence. Ces coûts renvoient donc à des dépenses engagées par rapport aux missions de service public relevant de la compagnie réglementée, missions qui ne sont plus à la charge de la compagnie dans un contexte

concurrentiel. Dans le cas du gaz, il s'agit de *soft stranded costs*, c'est-à-dire des coûts liés aux contrats d'approvisionnements passés avec des producteurs ou des *marketers* et surtout aux contrats de transport passés avec les gazoducs. Les *soft stranded costs* du gaz supportés par les *utilities* gazières qui sont liées par des contrats à leurs fournisseurs et aux transporteurs s'opposent aux *stranded costs* supportés par les *utilities* électriciennes qui généralement concernent des installations de production et de transport.

Comme nous l'avons évoqué plus haut, la FERC autorise les gazoducs à répercuter leurs *stranded costs* sur leurs clients, donc, pour l'essentiel, sur les CDL. Etant donné l'importance des capacités réservées par les CDL, ces *stranded costs* issus de la déréglementation du transport inter-Etats vont venir s'ajouter aux coûts échoués provoqués par l'ouverture du marché de détail. Dans l'industrie du gaz naturel, une part importante des coûts échoués supportés par les CDL est constituée par les capacités réservées sur les réseaux de gazoducs. A l'heure actuelle, l'incertitude dans laquelle se trouvent les CDL quant à leur éventuel abandon de la fonction commerciale rend peu probable la renégociation de leurs contrats de transport. Cependant, si elles sont contraintes d'abandonner leur fonction commerciale, il est possible que les retours de capacité soient importants. En revanche, le marché secondaire de la capacité créé par le décret 636 leur offre l'opportunité de replacer une partie de la capacité « échouée » en raison de l'ouverture des marchés. La FERC envisage de lever la limite qui régit les prix de cette capacité secondaire ce qui réduirait encore l'impact de ces coûts échoués[33]. Avant d'autoriser les CDL à récupérer des *stranded costs*, les régulateurs souhaitent les inciter à les réduire au maximum soit par la revente sur le marché secondaire, soit par le non renouvellement des contrats.

Les méthodes envisagées par les régulateurs pour permettre aux compagnies de recouvrer les coûts échoués « prudemment » encourus sont de trois sortes. Les coûts échoués peuvent d'abord apparaître dans la charge d'accès (cf. chapitre 4). Le régulateur peut décider de les faire payer aux entrants venant sur le marché ou, ce qui revient finalement au même, les faire payer aux usagers quittant la CDL. Les *stranded costs* prennent alors la forme d'un droit d'entrée pour les entrants sur le marché de la fourniture ou d'un droit de sortie pour les clients finals quittant l'entreprise régulée. Ils peuvent être directement inclus dans les tarifs de

[33] Les responsables de Con Edison interrogé dans le cadre de l'enquête du CREDEN sur la déréglementation gazière en Amérique du Nord n'ont pas semblé inquiets à propos des *stranded costs*. Actuellement, Con Edison est lié par contrats avec 6 gazoducs. Les échéances de ces contrats se situent entre 2003 et 2005, ce qui laisse le temps à la NYPSC de préciser la fonction des CDL et d'apprécier le développement de la concurrence. De leur point de vue, un droit d'entrée sur leurs concurrents ou un droit de sortie sur les usagers quittant la utility ne serait pas une bonne solution.

transport décidés par la commission régionale, auquel cas ce sont les usagers qui supporteront ces coûts échoués.

3.3. Conclusion

La déréglementation de la production et du transport du gaz a influencé le secteur de la distribution qui est lui-même l'objet de réformes initiées par les États américains. Les compagnies de distribution locales ont modifié leur stratégie d'achats de gaz et d'acquisitions de services de transport. Elles ont diversifié leurs approvisionnements gaziers en privilégiant les sources les moins coûteuses. En matière de transport, elles restent les principales détentrices de la capacité réservée au titre du transport garanti. Cependant, l'évolution du secteur du transport leur a permis de raccourcir les contrats de réservation de capacité. De plus, le développement du marché secondaire leur permet d'ajuster la capacité qu'elles détiennent en fonction des fluctuations de la demande qui leur est adressée. Grâce à la revente de capacité, les CDL ont une vision plus précise des volumes dont elles ont réellement besoin, ce qui leur permet d'affiner leur réservation auprès des gazoducs à l'occasion du renouvellement des contrats.

Le non-renouvellement des contrats est un sujet de préoccupation pour les gazoducs nord-américains. Les relations contractuelles de long terme entre les transporteurs et les expéditeurs garantissaient aux gazoducs la récupération de leurs investissements. Aujourd'hui, le raccourcissement des durées et des volumes lors des renouvellements des contrats inquiète les transporteurs dont les tarifs sont toujours contrôlés par les instances de réglementation gouvernementales.

Section 4 Les tarifs de transport et leur réglementation

Afin de comprendre l'importance de la réglementation des tarifs de transport, nous préciserons dans un premier temps les services dont bénéficient les affréteurs sur les gazoducs inter-Etats (§4.1). Les tarifs applicables à ces services sont contrôlés par la FERC qui décide de la forme des tarifs (une partie réservation et une partie utilisation) et de la répartition des coûts fixes et variables sur les composantes du tarif (méthode SFV). Une fois exposées la méthode SFV retenue par la FERC et ses implications tarifaires (§4.2), nous détaillerons le calcul des différentes parties des tarifs afin de définir les facteurs déterminants des niveaux tarifaires (§4.3). Enfin, dans un dernier paragraphe nous passerons en revue les mécanismes alternatifs expérimentés par la FERC en matière de tarification du transport gazier (§.4.4).

4.1. Les relations entre le gazoduc et l'affréteur

4.1.1.a. Le service ferme

Dans le cadre d'un contrat de transport ferme, la compagnie de transport accepte de réserver une capacité sur son système pour fournir à l'affréteur jusqu'à un certain volume de gaz sur n'importe quel jour. La compagnie de transport doit donc être prête à fournir la capacité spécifiée dans le contrat même si l'affréteur n'utilise pas réellement la totalité de cette capacité. Cependant, dans certaines circonstances, les compagnies de transport ont la possibilité d'imposer des restrictions sur le niveau de service qu'elles se sont engagées à fournir. En effet, lorsque le décret 636 a été voté et que l'ATR est devenu la règle, la FERC tenait absolument à ce que le service de transport soit aussi fiable que le service global de ventes qu'assuraient précédemment les compagnies de transport.

Pour cela, la FERC a reconnu que les opérateurs de transport avaient besoin d'un mécanisme pour leur permettre de maintenir l'intégrité opérationnelle de leur système durant les périodes de tension. Des situations telles que des conditions climatiques extrêmes, les arrêts non prévus sur certains points critiques du réseau et les situations de déséquilibre extrême constituent quelques-unes des raisons invoquées par les transporteurs pour justifier la nécessité d'un tel contrôle à court terme. Les *Operational Flow Orders* (OFO) (les mesures en période critique) sont les mécanismes mis en place pour permettre ce contrôle. En effet, ils permettent à l'opérateur de transport de restreindre, durant les périodes d'urgence, les activités

des affréteurs et de réduire les services qui pourraient conduire à des déséquilibres et à des interruptions de service. Par exemple, les OFO permettent au transporteur de restreindre ou de supprimer les tolérances (écarts) de flux admissibles et d'exiger des affréteurs qu'ils maintiennent un équilibre journalier strict entre les volumes reçus et les volumes retirés. Les OFO permettent aussi de restreindre ou de supprimer les services tels que les nominations intra-journalières, l'utilisation de points de réception et de retraits secondaires, les retraits de stockage fermes, les services de stockage interruptibles. Lorsqu'il décide d'un OFO, le transporteur doit avertir tous les clients concernés. Comme mesure coercitive, la FERC autorise les compagnies de transport à faire payer des pénalités pour violations d'un OFO, lesquelles sont plus élevées durant les périodes de pointe. De manière générale, les tolérances accordées par un transporteur ainsi que les niveaux de pénalités sont souvent fonction de la capacité de stockage dont il dispose ; un transporteur disposant d'une importante capacité de stockage peut tolérer des déséquilibres importants. Les pénalités varient donc d'une compagnie de transport à une autre.

Malgré leur utilité, les OFO sont controversés. La conséquence directe des mesures prises sous les OFO est de restreindre le commerce à court terme et la flexibilité du transport pour les clients, réduisant en définitive le niveau de la concurrence en aval du gazoduc. Certains affirment que les compagnies de transport disposent d'une trop grande liberté pour caractériser une situation d'OFO et qu'elles sont incitées à prolonger les situations d'OFO plus longtemps qu'il n'est nécessaire, étant donné qu'elles peuvent prélever des pénalités.

La mise en oeuvre d’un contrat de transport ferme comprend diverses étapes:

- L’expéditeur obtient de la capacité par un contrat de réservation avec le gazoduc ou sur le marché secondaire ;
- il annonce sa nomination, c’est-à-dire la quantité de gaz quotidienne qu’il veut faire transporter ou stocker par la compagnie de gazoduc. L’expéditeur précise les points de réception et de livraison sur le gazoduc. La nomination peut être révisée chaque mois, tant qu’elle reste inférieure à la quantité maximale quotidienne (*maximum daily quantity* ou MDQ) spécifiée dans le contrat ;

- le gazoduc confirme par la suite la nomination de chaque expéditeur qu'il interroge sur d'éventuels changements[34]. A ce moment-là, le gazoduc vérifie que l'ensemble des nominations qu'il reçoit correspond à la capacité de son réseau ;
- le gazoduc planifie les livraisons et les réceptions de gaz sur son réseau en fonction du degré de priorité de chaque contrat. Le transport garanti est bien évidemment prioritaire par rapport au service interruptible ;

Des amendes sont instaurées pour encourager les expéditeurs à respecter les quantités pour lesquelles ils ont contracté à la fois sur une base quotidienne et une base mensuelle. Ces amendes comportent:

- des pénalités quotidiennes : les volumes transportés par l'expéditeur ne correspondent pas (en plus ou en moins) à sa nomination, une tolérance de 5 à 10% est possible ;
- des pénalités de dépassement (*overrun penalties*) : l'expéditeur dépasse sa quantité quotidienne maximale ;
- des pénalités de déséquilibres : en fin de mois, les quantités reçues par le réseau ne correspondent pas aux quantités livrées à l'expéditeur.

Pour éviter des amendes aux expéditeurs, les gazoducs proposent différentes options:

- le service sans préavis[35] (*no-notice service*) ;
- un autorisation de dépassement ;
- une couverture par un accord d'équilibrage d'exploitation, il s'agit d'un accord selon lequel l'opérateur équilibre les positions des différents expéditeurs durant le mois pour éviter que ces derniers ne soient individuellement pénalisés.

[34] Selon la réglementation, les compagnies de transport sont obligées d'accorder aux affréteurs au moins une nomination intra-journalière ; en réalité, beaucoup de compagnies accordent à leurs clients des possibilités additionnelles de nominations intra-journalières.

[35] Il s'agit d'un service de transport ferme amélioré. Dans le cadre des contrats de transport ferme classique, l'expéditeur ne doit pas dépasser sa nomination, c'est-à-dire qu'il ne doit pas prélever plus de gaz que ce qui est prévu dans son contrat, sous peine de payer des amendes. Avec le service sans préavis, l'expéditeur peut dépasser les montants prévus dans son contrat sans encourir d'amendes tant qu'il respecte un équilibre sur une certaine période. Pour fournir ce service, le gazoduc peut utiliser ses capacités de stockage, louer celles d'un tiers, ou encore effacer les clients interruptibles.

4.1.1.b. Le service interruptible

Le service interruptible signifie que la capacité utilisée pour fournir le service fait l'objet d'une demande préalable de la part d'un autre client et qu'il jouit d'une priorité moindre que celle accordée à cet autre client. Des frais de réservation ne peuvent pas être imposés sur un service interruptible. La capacité qui n'est pas réservée à un service de transport ferme ou la capacité non utilisée par le détenteur d'un contrat de transport ferme peut être offerte par le transporteur comme service interruptible. Les contrats interruptibles portent généralement sur de courtes périodes de temps.

La FERC exige des gazoducs qu'ils donnent la priorité (de programmation) à une nomination intra-journalière soumise par un client ferme sur les volumes nominés et programmés des clients interruptibles. Lorsque les volumes programmés d'un client interruptible doivent être réduits en conséquence d'une nomination intra-journalière de la part d'un client ferme, le client interruptible doit être averti, à l'avance, d'une telle réduction et notification doit lui être donnée quant à l'application ou non de pénalités s'il prélève trop de gaz, en violation de l'injonction du transporteur, le jour où ses volumes sont réduits. Lorsque c'est techniquement faisable, le service interruptible est suspendu avant toute publication d'un OFO qui interrompt le service aux clients fermes.

4.2. La méthode SFV

4.2.1. Les différentes méthodes retenues par le régulateur fédéral

Le Tableau 1-7 ci-dessous retrace l'évolution des différentes méthodes retenues par la FERC depuis les années 50. Les différentes réformes de la réglementation tarifaire du transport par gazoduc ont concerné la répartition des coûts fixes entre la partie « réservation » du tarif et la partie « usage ». Afin de promouvoir la concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel, le décret 636 exige que les compagnies de transport recouvrent l'intégralité des coûts fixes associés au service de transport au travers des frais de réservation de capacité acquittés par les clients fermes. Les frais de réservation sont perçus sur les clients fermes sur une base mensuelle de façon à réserver une capacité journalière, fondée sur leurs besoins en période de pointe. Les clients interruptibles ne réservent pas de capacité journalière et n'acquittent donc pas de frais de réservation . Les coûts variables sont récupérés par le biais de frais d'utilisation appliqués sur une base volumétrique au gaz réellement transporté.

Tableau 1-7 Evolution des méthodes de répartition des coûts retenues par la FERC

	1952		1973		1989		1993	
Intitulé de la Méthode	*Atlantic Seabord Method*		*United Method*		MFV		SFV	
	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage
Coûts fixes	50%	50%	25%	75%	87%	13%*	100%	0%
Coûts variables	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
Avantages	Préserve la capacité de transport		Préserve le gaz dans un contexte où la capacité de transport est suffisante		Améliore l'allocation des coûts en fonction des clients		Allocation optimale de la capacité de transport	
Inconvénients	Fausse la concurrence entre expéditeurs						Pénalise les affréteurs avec un faible facteur de charge	

* les 13% de coûts fixes qui apparaissent dans la partie usage du tarif MFV correspondent au montant du rendement sur action tel qu'il est présenté dans le tableau A1 de l'annexe.

Le Tableau 1-8 ci-dessous précise les différences de répartition des différents coûts entre la partie « réservation » et la partie « usage » des tarifs réglementés.

Tableau 1-8 Répartition des coûts selon la méthode MFV et la méthode SFV

	MFV		**SFV**	
	Réservation	***Usage***	***Réservation***	***Usage***
Coûts Fixes	Dette long terme Dépenses générales et administratives Amortissements Diverses taxes (hors IB) Exploitation et Maintenance	Rendement du capital Impôt sur bénéfice (IB)	Rendement du capital Impôt sur bénéfice (IB) Dette long terme Dépenses générales et administratives Amortissements Diverses taxes (hors IB) Exploitation et Maintenance	
Coûts Variables		Exploitation et maintenance (hors main d'œuvre)		Exploitation et maintenance (hors main d'œuvre)

Source: EIA, OCDE; Natural Gas Transportation; Paris; 1994.

4.2.2. Les objectifs

La réforme des tarifs de transport pose la question de la répartition des coûts de fourniture du service entre les clients à la lumière de l'objectif de promotion de la concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel. Pour atteindre ce but, la FERC par son décret 636 exige que les compagnies de transport recouvrent l'intégralité des coûts fixes associés au service de transport seulement à travers les frais de réservation de capacité perçus sur les clients fermes. La mise en place de ce mode de calcul répond à trois attentes de la *FERC*.

i. Elle considère que la méthodologie MFV fausse la concurrence sur le marché du gaz naturel. Les différences de coûts fixes entre gazoducs impliquent des différences

tarifaires sur le gaz effectivement transporté. La présence de l'élément « rendement du capital » dans la partie « usage » avantage les gazoducs avec de vieilles installations (nécessitant un taux de rendement plus faible parce qu'exploitant des installations amorties). Ces derniers proposent un tarif plus intéressant dans sa partie « usage ». Cet avantage implique une quantité de gaz transportée quotidienne supérieure. Les prix du gaz livré subissent donc des distorsions liées aux différences techniques entre gazoducs, ce qui fausse la concurrence en amont et en aval du réseau de transport.

ii. D'autre part l'instauration de la méthode SFV a rétabli une concurrence équitable entre les producteurs américains et les producteurs canadiens. Ces derniers bénéficiaient d'un avantage concurrentiel sur la partie canadienne du réseau de transport.

iii. Enfin, l'instauration de la méthode SFV vise à promouvoir une utilisation rationnelle de la capacité de transport en reflétant les véritables coûts dans les prix. La capacité du gazoduc est déterminée par les volumes du gaz qui doivent transiter durant les jours de pointe.

D'un point de vue strictement économique, les coûts fixes nécessaires à l'accroissement de la capacité du gazoduc doivent donc être imputés à la partie «réservation» puisque la capacité totale du gazoduc est répartie selon les utilisateurs en fonction du volume journalier maximum dont ils auront besoin. Les coûts variables, qui dépendent des volumes de gaz qui sont transportés chaque jour sur le réseau, doivent logiquement être répercutés sur la partie « usage » du tarif.

4.2.3. L'impact de la méthode SFV

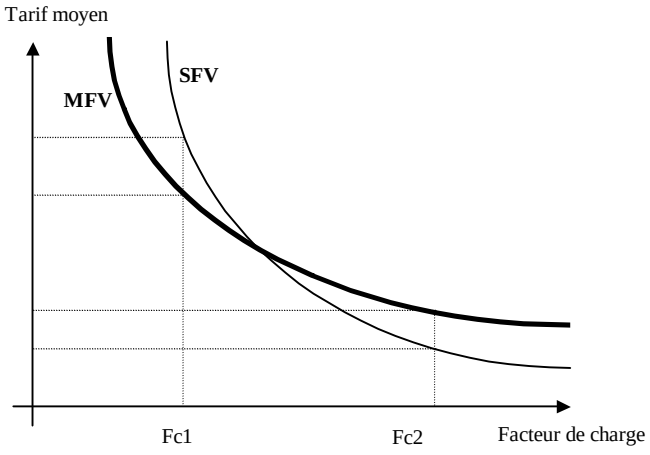
Les clients fermes[36] réservent des capacités journalières sur une base mensuelle. Les clients interruptibles ne réservent pas de capacité journalière et n'acquittent donc pas de frais de réservation. Les coûts variables sont récupérés par le biais de frais d'utilisation appliqués sur la base volumétrique du gaz réellement transporté. Le passage de la méthode MFV à la méthode SFV a transféré approximativement 1,7 milliard de dollars des frais d'utilisation aux frais de réservation, mettant une pression à la baisse sur les tarifs aux consommateurs ayant des profils de consommation relativement constants (facteur de charge élevé) et une pression à la hausse sur les tarifs aux consommateurs dont le facteur de charge est faible (c'est-à-dire

[36] Quelques coûts fixes peuvent être récupérés auprès des clients interruptibles dans la mesure où les conditions de marché le permettent.

dont l'ampleur des variations de la demande est importante). Sous le régime MFV, le rendement sur fonds propres et les impôts rattachés étaient alloués aux frais d'utilisation (cf. Tableau 1-8). Ces frais étaient prélevés sur une base unitaire et appliqués au volume de gaz réellement utilisé, affectant ainsi de la même manière les coûts des clients fermes et des clients interruptibles.

L'importance fondamentale du choix du tarif SFV est que les clients fermes sont responsables de la plupart des coûts fixes[37]. Le changement de méthode a conduit à l'augmentation des tarifs de transport pour les clients à faible facteur de charge[38], qui ont une demande très saisonnière avec de faibles niveaux d'utilisation de la capacité ne permettant pas d'amortir suffisamment l'impact du coût de réservation. Plusieurs clients à facteur de charge élevé[39], tels que les industriels qui prennent des volumes de gaz relativement constants ont vu leurs frais de transport diminuer[40]. La Figure 1-8 ci-dessous permet de comparer des niveaux tarifaires en fonction de la méthode retenue.

Figure 1-8 Impact du facteur de charge sur le tarif moyen en fonction de la méthode retenue



Source: Energy Information Administration; Office of Oil and Gas

Certains groupes de consommateurs, les compagnies locales de distribution et d'autres parties intéressées se sont opposés à l'application de la méthode SFV en grande partie parce qu'elle accroît les coûts pour les clients à faible facteur de charge. La FERC a développé un système de réduction des coûts pour tenir compte du fait que la restructuration du transport

[37] Dans certains cas, les compagnies de transport doivent renoncer au recouvrement de certains coûts fixes en diminuant les coûts à partir du tarif maximum autorisé de façon à rester compétitives sur le marché.
[38] Cependant, l'Order 636 prévoit le maintien des tarifs à une composante pour les petits clients, à faible facteur de charge, qui historiquement payaient uniquement pour le service qu'ils utilisaient.
[39] L'exemple présenté en annexe illustre comment sont calculés les tarifs selon trois des méthodes retenues par la FERC ainsi que les conséquences du changement de méthode pour des affréteurs présentant des facteurs de charges différents .
[40] Ainsi que les clients interruptibles qui, en principe, ne paient que les frais d'utilisation du gazoduc.

pourrait frapper de façon inéquitable certains petits clients. Accroître les frais de réservation sur les clients à service ferme peut aider à rationner la capacité car le coût unitaire élevé de réservation de capacité doit encourager une utilisation plus sélective de ce niveau de service. En fait, le passage au SFV, avec ses tarifs élevés pour les clients à faible facteur de charge, a contribué probablement à l'accroissement de l'utilisation du stockage. Le coût élevé de la réservation a incité les clients à compter davantage sur le stockage pour la livraison.

4.3. Les modalités du contrôle tarifaire de la FERC

Le *Natural Gas Act* (NGA) de 1938 a donné à la FERC une large autorité sur la réglementation du transport inter-Etats de gaz naturel. L'accès des tiers instauré par le décret 636 est un accès réglementé dans la mesure où les gazoducs soumettent leurs tarifs de transport à l'approbation de la FERC et qu'ils sont tenus de les publier à l'attention des expéditeurs. Le contrôle de la FERC sur les tarifs des gazoducs s'effectue par l'intermédiaire d'auditions au cours desquelles les compagnies défendent leurs projets.

4.3.1. La procédure

4.3.1.a. La détermination des coûts répercutés dans les tarifs

Selon la loi, tout transporteur, qui désire mettre en place de nouveaux tarifs (pour un nouveau service par exemple) ou modifier des tarifs existants, doit déposer sa demande sur les tarifs qu'il compte appliquer (ainsi que la date d'entrée en vigueur proposée), demande accompagnée de tous les documents justificatifs[41]. Au cours de l'audition publique, le transporteur doit justifier les tarifs qu'il propose ou les modifications qu'il compte apporter à ses anciens tarifs en fournissant des informations détaillées sur ses coûts et sur les services proposés (besoins en volume et en demande). En définitive, il doit prouver à la FERC que ses tarifs sont justes et raisonnables.

En cas de modification de tarifs, le transporteur doit donner la raison de la modification, expliquer le choix de la date de modification, expliquer en quoi les nouveaux tarifs diffèrent des anciens, expliquer l'impact de la révision proposée sur les clients fermes et interruptibles, fournir des documents de travail montrant l'effet anticipé de cette révision sur les revenus et les coûts tout au long de la période de 12 mois commençant à la date d'entrée en vigueur proposée. Toute proposition de modification des tarifs doit être déposée auprès de la

[41] Outre les tarifs en eux-mêmes, la demande du transporteur doit comporter une carte du système de transport, les conditions générales applicables aux tarifs, les tarifs actuellement en cours, un index des clients,...

FERC pas moins de 30 jours et pas plus de 60 jours avant la date (proposée) d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs (sauf autorisation expresse de la FERC). La compagnie de transport ne peut pas modifier ses tarifs sans que ces modifications n'aient été acceptées au préalable par la FERC.

Avant de décider des niveaux de coûts et de services appropriés qui seront pris en compte dans la détermination des tarifs, le processus réglementaire donne à toutes les personnes qui le désirent l'opportunité de venir témoigner devant la FERC pour éventuellement contester les tarifs proposés par la compagnie de transport. La proposition de témoignage doit être notifiée à la FERC au plus tard 12 jours après la date de dépôt de la demande du transporteur.

4.3.1.b. L'allocation des coûts

Une fois évalué le coût total du service pour la période test, il faut le répartir entre les différentes fonctions du transporteur qui sont la collecte, le transport et le stockage. Dans chacune de ces catégories, les coûts sont divisés enter coûts fixes et coûts variables. Bien évidemment, la nature capitalistique de l'activité de transport du gaz naturel implique des coûts fixes très importants par rapport aux coûts variables (AIE [1993, p.147]). Les coûts fixes sont ensuite alloués à la composante « demande » du tarif et les coûts variables à la partie « utilisation ».

4.3.2. Les éléments constitutifs du coût du service

Le coût du service comprend 5 éléments de base dont les principaux sont le rendement autorisé et les dépenses de fonctionnement[42].

4.3.2.a. Le rendement sur la valeur de l'actif

Le rendement est obtenu en multipliant le taux de rendement autorisé par la FERC par la valeur de l'actif.

- **La valeur de l'actif ou assiette du tarif**

L'assiette du tarif correspond donc à la valeur historique du capital physique sur lequel le transporteur est autorisé à obtenir un rendement. Cette valeur historique de l'actif physique se calcule à partir de la valeur brute des installations en service (valeur d'achat) à laquelle il faut ajouter la valeur des constructions en cours de réalisation, retrancher l'amortissement,

[42] Le tableau A1 de l'annexe retrace l'évolution des différents éléments entrant dans le coûts du service de 1989 à 1994.

ajouter les pré-paiements (les paiements d'avance) et les stocks (gaz stocké sous terre, matériels et approvisionnements, etc.) et retirer les impôts sur les bénéfices différés. L'amortissement des actifs physiques en service et l'abandon ou la revente d'installations existantes réduit l'assiette au cours du temps et va réduire en conséquence le tarif maximum que les transporteurs sont autorisés à facturer. A l'opposé, tout investissement en installations nouvelles ou pour la rénovation d'installations existantes augmente la valeur de l'actif immobilisé, et donc les tarifs autorisés par la FERC. La période 1988-1994 a été marquée par un volume important de constructions de nouvelles capacités (EIA [1995b]). En conséquence, les coûts des nouvelles installations ont plus que compensé les effets de la dépréciation. En termes nominaux, l'assiette totale du tarif pour les principales sociétés de gazoducs est ainsi passée de 20,2 milliards de dollars en 1988 à 25,6 milliards de dollars en 1994.

- **Le taux de rendement**

Le taux de rendement autorisé (ou coût du capital), approuvé par la FERC pour chaque transporteur, est une moyenne pondérée du coût d'endettement de la firme et du taux de rendement sur fonds propres tel qu'il est déterminé par le processus réglementaire. La FERC examine un certain nombre d'éléments pour déterminer le taux de rendement pour un transporteur particulier, incluant la structure du capital, les conditions de risque. De 1988 à 1994, les taux de rendement autorisés ont diminué, en partie à cause de la baisse du coût marginal d'endettement des transporteurs (due à une baisse des taux d'intérêt). Mais cette diminution a été relativement modeste (plus faible que celle qui a frappé les taux d'intérêt) et, en moyenne, les taux de rendement approuvés par la FERC ont tourné autour de 11,5% sur la majeure partie de la période avant de chuter à environ 10,2% en 1994 (EIA [1995b]).

4.3.2.b. Les coûts de fonctionnement et de maintenance

Ils correspondent aux dépenses de main d'œuvre et de matériels nécessaires à la fourniture du service de transport au jour le jour. Ces dépenses incluent les coûts du service aux clients ainsi que le support administratif (gestion). Les coûts de fonctionnement et de maintenance sont passés en revue au cours des auditions sur les tarifs ; toute augmentation approuvée par la FERC se traduit par des augmentations de tarifs. Les changements affectant ces coûts, qui n'étaient pas anticipés au moment de l'audition sur les tarifs, ne sont pas pris en compte jusqu'à la prochaine audition et ainsi n'ont pas d'incidence sur le tarif autorisé dans l'intervalle. Face à l'accroissement de la compétition permise par le libre accès aux gazoducs, les compagnies de transport sont devenues plus efficaces comme en témoignent la réduction

des coûts de fonctionnement, des dépenses administratives et des autres dépenses ainsi que l'augmentation de la productivité des salariés (mesurée en termes de livraisons de gaz naturel par employé). Entre 1988 et 1994, les coûts de fonctionnement et de maintenance sont passés de 8,5 à 5,4 milliards de dollars (EIA [1995b]). Outre les efforts engagés par les compagnies, les améliorations technologiques ou la fermeture de certaines installations expliquent également la réduction des coûts de fonctionnement et de maintenance.

4.3.2.c. Les autres éléments

- L'amortissement des actifs

Parmi les facteurs pris en compte dans le calcul, il y a l'usure normale, l'obsolescence (vieillissement) et la valeur résiduelle (de récupération).

- L'abattement sur l'impôt sur les bénéfices

L'abattement sur l'impôt sur les bénéfices offre à la compagnie de transport un moyen de récupérer le coût des impôts sur les bénéfices (prélevés au niveau fédéral et de l'état) auprès de ses clients. L'abattement est obtenu en multipliant le rendement sur fonds propres, ajusté pour les besoins de l'impôt, par un facteur d'impôt sur les bénéfices.

- Les autres dépenses d'exploitation

Elles comprennent les taxes autres que les impôts sur les bénéfices courants, les impôts sur les bénéfices différés, ainsi que les autres frais divers.

Outre les éléments entrant dans le calcul du coût du service, d'autres caractéristiques des gazoducs influencent sensiblement les tarifs.

4.3.3. Les facteurs affectant le coût du service

4.3.3.a. Une présentation simplifiée du calcul des tarifs

Afin de distinguer les caractéristiques des gazoducs susceptibles d'influencer à la hausse ou à la baisse des tarifs, nous allons schématiser la construction d'un tarif simplifié. Notons VF, le volume annuel transporté pour le compte de client ferme en Tbtu, VI celui des clients interruptibles, CF les coûts fixes (en millions de $), CV les coûts variables (en millions de $) et FC le facteur de charge du gazoduc. Selon la méthode SFV, la partie réservation (TR) du tarif (cf. §4.2) doit permettre le recouvrement de l'intégralité des coûts fixes. Ces coûts fixes sont déterminés par le volume maximum qui sera transporté par le gazoduc. Le facteur

de charge (FC) est le rapport entre le volume transporté durant une période (la journée, le mois ou l'année) rapporté à la capacité maximale réservée pour cette même période. Ainsi, à partir d'une estimation du volume transporté durant une année et du facteur de charge, il est possible de calculer la capacité maximale (CMX) en Tbtu (10^{12} btu) qui sera réservée : $\mathrm{CMX} = \frac{\mathrm{VF}}{\mathrm{FC}}$.

Le tarif annuel[43] de réservation est donc ($ par Mbtu) en : $\mathrm{TR} = \frac{\mathrm{CF}}{\mathrm{CMX} + \mathrm{VI}}$.

Le tarif annuel d'utilisation est destiné à couvrir les coûts variables qui dépendent des volumes effectivement transportés (pour le compte des affréteurs fermes et celui des clients interruptibles), ce qui nous donne (en $ par Mbtu) : $\mathrm{TU} = \frac{\mathrm{CV}}{\mathrm{VF} + \mathrm{VI}}$.

Pour les clients interruptibles, la FERC n'impose pas un tarif mais une fourchette de valeurs. En effet, les clients interruptibles ne sont pas, par définition, captifs. Dès lors, certains gazoducs peuvent souhaiter accroître les volumes interruptibles pour gagner en flexibilité au niveau de la gestion du réseau. La FERC calcule donc un prix plancher et un prix plafond pour le transport interruptible. Le prix plancher du tarif interruptible (TIB) est égal au tarif d'utilisation des clients fermes et le prix plafond (TIH) est égal à la somme du tarif d'utilisation et du tarif de réservation.

Nous avons donc (en $ par Mbtu) :

$$\mathrm{TIB} = \mathrm{TU} = \frac{\mathrm{CV}}{\mathrm{VF} + \mathrm{VI}} \text{ et } \mathrm{TIH} = \mathrm{TU} + \mathrm{TR} = \frac{\mathrm{CV}}{\mathrm{VF} + \mathrm{VI}} + \frac{\mathrm{CF}}{\mathrm{CMX} + \mathrm{VI}}.$$

D'après les relations ci-dessus, il apparaît que, si le gazoduc applique le tarif maximal que lui autorise la FERC sur les clients interruptibles, la couverture des coûts fixes et des coûts variables est garantie. Ces relations montrent également que les niveaux tarifaires dépendent des capacités totales réservées et utilisées et du facteur de charge. Dans ce qui suit, nous allons préciser le rôle de chacun des déterminants.

[43] En réalité, les tarifs de réservation sont calculés sur une base mensuelle mais dans un souci de simplification nous raisonnons sur une base annuelle.

4.3.3.b. L'impact de la réservation de capacité

- La capacité réservée

Une augmentation du volume de capacité réservée sur un gazoduc tend à réduire les frais de réservation car les coûts fixes seront collectés sur des unités importantes de capacité réservée. Les frais de réservation sont facturés au client pour chaque unité de capacité réservée, que la capacité soit utilisée ou non. L'augmentation de la capacité réservée accroît VF, et donc CMX, ce qui a pour effet de réduire le tarif de réservation, TR.

- La capacité utilisée pour le transport interruptible

La partie réservation du tarif appliqué au client ferme se calcule à partir du volume maximum que le gazoduc doit transporter. Cette capacité maximale dépend du facteur de charge des clients fermes et du volume attendus pour les clients interruptibles. Plus les capacités utilisées au titre du transport interruptible (VI) seront importantes et moins la partie réservation du tarif sera élevée (TR).

Logiquement, les affréteurs bénéficiant d'un service interruptible ne doivent payer que la partie utilisation du tarif. En fait, la partie « utilisation » constitue le tarif minimum que le gazoduc peut faire payer aux clients interruptibles. Le tarif maximum se calcule selon une formule qui fait intervenir d'une part la partie réservation du tarif applicable aux clients fermes et d'autre part le volume attendu transporté pour le compte de clients interruptibles (EIA [1994]). Si le gazoduc applique aux clients interruptibles un tarif supérieur à la partie « utilisation » du tarif appliqué aux clients fermes, une partie des coûts fixes sera couverte par le service interruptible ce qui allégera d'autant le tarif de réservation appliqué au client ferme. Le volume transporté au titre du service interruptible a diminué sur la période 1988-1994, soumettant ainsi une pression à la hausse sur les tarifs de transport ferme (EIA [1995b]).

4.3.3.c. Simulations numériques

L'objectif de ce paragraphe est d'illustrer l'impact des choix du régulateur en matière d'imputation des coûts fixes sur les éléments constitutifs des tarifs de transport par gazoduc. Nous raisonnons sur un gazoduc fictif dont les caractéristiques sont retenues dans le tableau ci-dessous. Une fois calculée les différents tarifs (Tableau 1-9), nous montrerons l'impact du facteur de charge d'un affréteur expédiant un volume quotidien de 10 Tbtu sur ce gazoduc (Tableau 1-10).

Données

Débit annuel clients fermes	VF	1000	Tbtu
Débit annuel clients interruptibles	VI	200	Tbtu
Facteur de charge du gazoduc	FC	0,33	
Coûts fixes annuels	CF	900	Millions $
Coûts variables annuels	CV	20	Millions $

Source : AIE, Natural Gas Transportation, OCDE, 1994

Tableau 1-9 Les tarifs de réservation et d'utilisation selon 3 méthodes d'allocation des coûts fixes

		United Method		**MFV**		**SFV**	
		CV	CF	CV	CF	CV	CF
Répartition des coûts pour le tarif de réservation	%	0%	25%	0%	87%	0%	100%
Répartition des coûts pour le tarif de réservation	millions de $	0	225	0	783	0	900
Part du coût total allouée au tarif de réservation (CTR)	millions de $	225		783		900	
Volume quotidien de base pour le tarif de réservation	Tbtu	8,85		8,85		8,85	
Tarif de réservation mensuel	**$/MBTU**	**2,12**		**7,37**		**8,47**	
Répartition des coûts pour le tarif d'usage	%	100%	75%	100%	13%	100%	0%
Répartition des coûts pour le tarif d'usage	millions de $	20	675	20	117	20	0
Part du coût total allouée au tarif d'utilisation (CTU)	millions de $	695		137		20	
Volume annuel de base pour le tarif d'utilisation	TBtu	1200		1200		1200	
tarif d'utilisation quotidien	**$/MBTU**	**0,5792**		**0,1142**		**0,0167**	

Le volume quotidien de base pour le tarif de réservation est égal à la somme de la capacité maximale annuelle utilisée par les clients fermes (CMX) auquel il faut ajouté la capacité des clients interruptibles (pour obtenir $VF/FC + VI$). Pour ramener la capacité obtenue à une base quotidienne, la somme obtenue est divisée par 365. Dans le cas de la méthode SFV, le tarif de réservation mensuel (TRm) s'obtient finalement ainsi :

$$TRm = \frac{CTR/12}{VF/FC + VI}$$

Le tarif d'utilisation calculé sur une base quotidienne (TUq) s'obtient en divisant la part du coût total annuel allouée au tarif d'utilisation par le volume annuel transporté ($VF + VI$).

$$TUq = \frac{CTU}{VF + VI}$$

Il est alors possible de comparer l'impact de ces trois types de tarifs selon le facteur de charge de l'expéditeur. Le

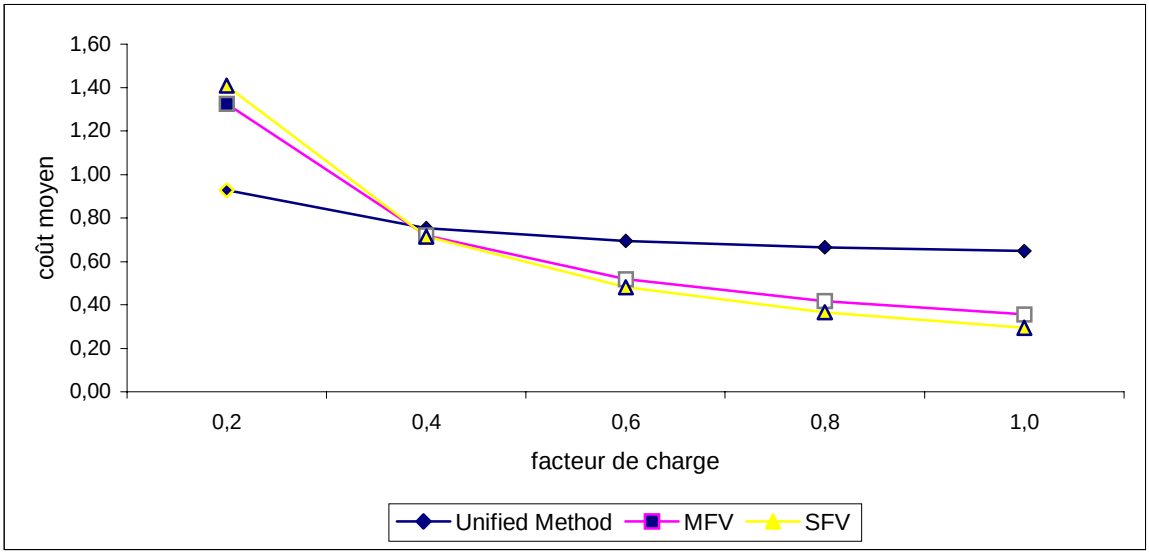
Tableau 1-10 Impact du facteur de charge sur le coût moyen de transport

Facteur de charge		0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Volume transporté / jour	TBTU	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Volume réservé / jour	TBTU	10,00	5,00	3,33	2,50	2,00
Frais* de réservation UM	M $	21,19	10,59	7,06	5,30	4,24
Frais d'utilisation UM	M $	35,23	35,23	35,23	35,23	35,23
Coût Moyen**	**M $**	**0,93**	**0,75**	**0,70**	**0,67**	**0,65**
Frais de réservation MFV	M $	73,73	36,86	24,58	18,43	14,75
Frais d'utilisation MFV	M $	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95
Coût Moyen	**M $**	**1,33**	**0,72**	**0,52**	**0,42**	**0,36**
Frais de réservation SFV	M $	84,74	42,37	28,25	21,19	16,95
Frais d'utilisation SFV	M $	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Coût Moyen	**M $**	**1,41**	**0,71**	**0,48**	**0,36**	**0,30**

* Les frais de réservation et d'utilisation sont calculés sur une base mensuelle.
* Le coût moyen s'obtient en divisant la somme des frais de réservation et d'utilisation par le volume transporté par mois

Le Tableau 1-10 et la Figure 1-9 ci-dessous illustrent l'impact de 3 méthodes de calcul des tarifs de transport sur deux clients présentant des facteurs de charge différents. Ils montrent que pour des facteurs de charge faibles (inférieurs à 0,4 environ), l'expéditeur préfère les tarifs calculés selon la méthode UM qui alloue 75% des coûts fixes au tarif d'utilisation. Au contraire, l'expéditeur dont le facteur de charge est élevé préférera des tarifs calculés selon la méthode SFV qui allouent l'intégralité des coûts fixes à la partie réservation du tarif.

Figure 1-9 Evolution du coût moyen du transport selon le facteur de charge



4.4. Les méthodes de réglementations alternative au *cost plus* pour les tarifs du transport gazier

4.4.1. Les tarifs alternatifs autorisés actuellement

- **Les tarifs de marché**

La FERC autorise les tarifs libres si le gazoduc peut prouver qu'il ne dispose pas d'un pouvoir de marché, autrement dit si les affréteurs ont la possibilité de s'adresser à d'autres compagnies pour acheminer leur gaz. Avant d'accepter, la FERC évalue la concentration du marché sur la zone considérée. D'autre part, même si les substituts existent, le demandeur doit prouver qu'ils sont satisfaisants en termes de prix et de qualité. Selon la FERC, les demandes pour l'application de ce type de tarifs seront peu nombreuses en raison du caractère peu concurrentiel du marché du transport ferme. Par contre, le transport interruptible et la revente de capacité devraient bénéficier plus largement de ce type de tarifs. Jusqu'à présent, un seul gazoduc a reçu l'autorisation d'appliquer des tarifs de marché, pour une portion de son réseau uniquement.

- **Les tarifs incitatifs**

La FERC a également statué sur les tarifs qui comportent une incitation à la réduction des coûts. La compagnie de transport peut partager ses gains en termes de coûts avec ses clients ou accroître son taux de rendement du capital. Un texte de 1992 de la FERC a établi les règles à respecter pour l'application de tarifs incitatifs. Le caractère restrictif des

conditions imposées par la FERC a détourné les gazoducs de cette option jusqu'à présent. Dans son texte de 1996, la FERC a revu sa politique en matière de tarification incitative de façon à autoriser le dépassement des tarifs calculés sur la base du coût du service si les gazoducs partagent leurs économies de coûts avec leurs clients. Pour obtenir l'accord de la FERC, un gazoduc doit spécifier les standards de performance qu'il vise et les mécanismes de partage avec ses clients qu'il prévoit.

- **Les tarifs négociés avec tarifs de recours**

La FERC autorise les gazoducs à négocier individuellement avec leurs clients des tarifs différents de ceux calculés sur la base SFV. Si un client ne souhaite pas négocier, le gazoduc doit appliquer ce que la FERC désigne sous le terme «tarif de recours», c'est-à-dire la tarification habituelle basée sur le coût du service. Par ailleurs, toutes les autres conditions des contrats doivent être identiques à celles des tarifs réglementés. Si le gazoduc et son client arrivent à un accord, ce dernier doit être visé par la FERC. Cette option peut être intéressante pour les clients avec un faible facteur de charge (gaz transporté/capacité réservée) pénalisés par les tarifs calculés sur la base SFV. Les tarifs négociés peuvent être saisonniers ou indexés, cependant, à chaque changement, le gazoduc doit solliciter l'accord de la FERC. Cette option est celle qui a reçu l'écho le plus favorable puisque au moins dix compagnies ont obtenu l'accord de la commission. De nombreux transporteurs souhaiteraient que la FERC élargisse le champ de la négociation aux conditions extra-tarifaires.

4.4.2. Les dernières réformes

La FERC a dû statuer sur l'imputation des coûts liés aux nouveaux investissements. Dans un texte du 31 mai 1995, elle a autorisé les gazoducs à imputer les coûts liés à l'installation de nouvelles capacités sur l'ensemble de leurs clients et non sur les seuls utilisateurs de ces capacités supplémentaires. L'augmentation de tarifs ne devra toutefois pas dépasser 5% et la FERC n'autorisera l'imputation des coûts aux tarifs existants que si la compagnie peut prouver que l'augmentation de capacité est justifiée par les bénéfices induits par les nouvelles installations.

Parmi les réformes récentes concernant le transport de gaz naturel, nous avons évoqué plus haut (cf. §3.1.2) les propositions de modifications au niveau de la réglementation applicable aux services de transport à court terme.

4.5. Conclusion

La marge de manœuvre en matière de tarifs des gazoducs inter-Etats est très restreinte. La FERC exerce un contrôle strict sur les tarifs et les procédures de fixation des tarifs apparaissent comme très contraignantes. La FERC souhaite alléger son contrôle sur le transport (en supprimant la réglementation sur les opérations de court terme par exemple) et définir des règles de fixation des tarifs qui rapprochent ces derniers de la valeur du service pour l'affréteur (c'est le sens de la méthode SFV et des expériences de tarifications alternatives). Cependant, elle reste attachée à une réglementation par le coût du service dont les limites sont nombreuses.

La principale critique adressée à ce type de réglementation est l'absence d'incitation à la minimisation des coûts de production. Avec ce mode de réglementation, la firme maximise son taux de rendement en développant sa base, c'est-à-dire les éléments de son actif comptabilisés pour calculer son rendement autorisé. L'incitation au développement de l'actif ou surcapitalisation est généralement appelée distorsion d' AVERCH – JOHNSON [1962]. La firme réglementée justifie généralement sa surcapitalisation par la fiabilité ou la sécurité du système dont elle a la charge. Un gazoduc aura tendance à développer le nombre de compresseurs sur son réseau sous le prétexte d'accroître la fiabilité du système. Nous reviendrons sur cet aspect de la réglementation par le coût du service au cours du chapitre consacré au bilan théorique des réglementations en vigueur (Chapitre 3).

La réglementation via le coût du service implique aussi une répartition inefficace du risque entre les clients et les actionnaires. Le risque de débouché est supporté uniquement par les clients actuels de l'entreprise, jamais par les actionnaires, puisque l'entreprise peut répercuter l'intégralité de ses coûts sur ses tarifs. L'inefficacité de la régulation par le coût du service dans la répartition de la capacité de transport entre les différents expéditeurs est un autre travers de cette réglementation. En interdisant aux gazoducs d'augmenter leur prix lorsque la demande augmente, elle empêche l'allocation de la capacité de transport en fonction de sa valeur pour les expéditeurs.

La détermination du taux de rendement approprié est la tâche la plus complexe du régulateur. Il s'agit pour lui de déterminer un taux de rendement qui prenne en compte les risques financiers et commerciaux sans octroyer un profit excessif aux actionnaires. Si le taux est trop élevé, la firme est tentée d'accroître son actif (et donc la base sur laquelle est calculée son taux de rendement) au-delà de ce qui est optimal ; s'il est trop faible, elle ne pourra attirer

suffisamment de capitaux pour couvrir les investissements nécessaires à la poursuite de son activité.

Les auditions publiques annuelles nécessaires à détermination des tarifs applicables par les gazoducs américains et canadiens sont longues et coûteuses. Conscientes de la lourdeur et de l'inefficacité de la réglementation actuelle, les instances réglementaires américaines et canadiennes ont émis différentes propositions de tarification originale. Les expériences de tarification alternative au coût du service menées par les instances de réglementation aux États-Unis témoignent des problèmes posés par une tarification basée sur le coût des services dans un marché gazier de plus en plus concurrentiel. L'expérience britannique en matière d'ouverture des réseaux gaziers apporte un éclairage complémentaire au cas américain. En effet, au Royaume-Uni, la réglementation des tarifs du transport gazier par le coût du service y a été remplacée par une réglementation de type *price cap*.

Conclusion du Chapitre 1

L'ATR instauré par les décrets 436 et 636 a profondément modifié la structure de l'industrie gazière américaine. En effet, les relations commerciales linéaires producteurs – transporteurs - distributeurs qui suivaient le cheminement physique du gaz ont laissé la place à un ensemble complexe de relations dans lesquelles de nouveaux acteurs, les négociants, occupent une place centrale. Les contrats à long terme comprenant des clauses TOP ont été remplacés par des contrats plus courts et plus souples complétés par des interventions sur les marchés spots et les marchés à terme.

Cette complexification des échanges gaziers a permis le développement de la concurrence en amont comme en aval permettant aux utilisateurs de gaz naturel de bénéficier de conditions plus avantageuses. En effet, les prix à la tête du puits ont régulièrement baissé : aux États-Unis, entre 1985 et 1995, les prix ont chuté de 45% et au Canada, ils ont baissé de 15% entre 1987 et 1995. Les prix « aux portes de la ville » ont globalement suivi la baisse des prix de production. Au niveau des utilisateurs finals, les baisses tarifaires les plus significatives ont concerné les industriels (-20% environ entre 1990 et 1995 selon l'EIA [1995a] contre –9% pour les consommateurs résidentiels et commerciaux).

Cependant, la nouvelle structure de l'industrie implique de nouveaux risques et de nouveaux coûts. En effet, la sortie de l'activité de négoce des transporteurs a déplacé la responsabilité de la fiabilité des approvisionnements des transporteurs vers les affréteurs. Or, en dépit des amendes qu'ils encourent si leurs prélèvements sur un réseau excèdent leurs entrées, ces derniers ne sont pas nécessairement aussi concernés que l'exploitant par la fiabilité du réseau ce qui peut entraîner un risque de défaillance. En période de surplus gazier, ce risque apparaît comme minime mais il pourrait se révéler en cas de tension sur l'offre de gaz naturel. D'autre part, en maintenant le transport inter-Etats sous la juridiction de la FERC, notamment au niveau des tarifs, le législateur américain prive les utilisateurs finals de la concurrence que la coexistence de plusieurs réseaux sur un même corridor pourrait générer. En outre, l'absence d'ATR aurait stimulé la construction de nouvelles capacités de transport qui auraient sécurisé les réseaux existants et stimulé à long terme la concurrence en aval.

Les gazoducs doivent faire face au non-renouvellement et au raccourcissement de la durée des contrats des contrats de transport. Ils craignent que ces phénomènes ne leur

permettent pas de renouveler et de développer leur capacité dans un contexte où leurs tarifs sont réglementés. A l'opposé, les affréteurs (principalement les CDL) ont bénéficié de cet assouplissement des contrats de transport. La revente de capacité autorisée par le décret 636 leur permet d'affiner les engagements en termes de capacité qu'elles prennent auprès des gazoducs et, en conséquence, d'affiner leur réservation lors des renouvellements des contrats. L'activité des CDL a donc sensiblement évolué depuis l'entrée en vigueur du décret 636. Cette évolution est appelée à se poursuivre puisque l'ouverture des réseaux de distribution figure dans les agendas de la plupart des régulateurs locaux. Néanmoins, en 2000, seuls trois Etats ont permis à la clientèle résidentielle et commerciale de choisir leur fournisseur de gaz naturel. La prudence avec laquelle les négociants entrent sur les marchés de la fourniture aux clients résidentiels et commerciaux contraste avec le développement de la concurrence sur la clientèle industrielle (qui comprend les producteurs d'électricité).

Le choix décisif auquel sont confrontés les régulateurs locaux concerne en premier lieu la structure verticale intégrée des distributeurs. Doivent-ils, à l'instar du régulateur fédéral, opter pour une séparation (*unbundling*) des CDL afin d'éviter toute distorsion de la concurrence au niveau des conditions du transport sur les réseaux de distribution, ou au contraire conserver une structure intégrée qui présente quatre avantages ? Elle permet aux clients des CDL de profiter d'économies d'échelle et d'envergure ; elle évite de priver les utilisateurs finals de leur fournisseur traditionnel ; elle simplifie le règlement des questions liées à l'obligation de fourniture ; et finalement, elle évite l'apparition de coûts de transactions. La réponse apportée à cette question par les régulateurs des trois Etats dans lesquels l'ouverture de la distribution est achevée est empreinte du pragmatisme qui caractérise le processus de déréglementation américain. En effet, l'activité de négoce de l'opérateur historique est maintenue jusqu'à ce que la concurrence soit suffisamment développée pour permettre une séparation totale des activités.

La réglementation des tarifs de l'accès des tiers au réseau de transport demeure une des principales préoccupations des régulateurs américains. La réglementation par le coût du service est décriée pour sa lourdeur et son caractère peu incitatif. Cependant, le régulateur fédéral ne semble pas disposé à évoluer vers une réglementation par plafond de prix. Il préfère sur ce point également adopter une démarche progressive en autorisant des tarifs avec des éléments incitatifs ainsi qu'en autorisant, sous certaines conditions, les tarifs négociés. A cet égard, la mise en parallèle de l'expérience britannique de déréglementation gazière est intéressante puisque les tarifs de l'accès au réseau de Transco (l'exploitant du principal réseau

britannique) ont été réglementés sur la base du coût du service jusqu'en 1994 puis par un *price cap* de type RPI-X jusqu'en mars 1997. Depuis avril 1997, le régulateur britannique a mis en place une formule hybride de *price cap*.

Chapitre 2

L'organisation de l'industrie gazière britannique

Introduction

Le gaz naturel joue un rôle croissant au sein de l'offre primaire d'énergie en Grande-Bretagne puisque comme l'indique le Tableau 2-1, il représentait 31,4% en 1998 contre 9,5% en 1970.

Tableau 2-1 Répartition de la production d'énergie primaire au Royaume-Uni de 1970 à 1998

	1970	**1980**	**1990**	**1996**	**1997**	**1998**
Pétrole	0,2%	41,3%	45,6%	50,3%	49,8%	50,5%
Gaz Naturel	9,5%	16,5%	20,7%	29,8%	30,4%	31,4%
Charbon	83,8%	37,3%	25,7%	11,2%	10,8%	9,0%
Electricité Primaire	6,7%	4,8%	7,6%	7,9%	8,3%	8,4%

Source : DTI, UK Energy in Brief, décembre 1999

Du côté de la consommation, la part du gaz naturel a gagné 31% entre 1990 et 1998 tandis que celle du charbon a perdu 42% comme l'indique le Tableau 2-2 ci-dessous.

Tableau 2-2 Consommation de gaz naturel et de charbon au Royaume-Uni de 1970 à 1998

	1970	**1980**	**1990**	**1996**	**1997**	**1998**
Consommation de gaz TWh	45,6	507,8	597	938,7	955,4	998,5
dont Producteurs d'électricité	*1,8*	*4*	*6,5*	*190,7*	*243,2*	*257,9*
Consommations de charbon millions de tonnes	156,9	123,5	108,2	71,4	63	62,9
dont Producteurs d'électricité	*77,2*	*89,6*	*84*	*54,9*	*47,2*	*48,3*

Source : DTI, UK Energy in Brief, décembre 1999

Par ailleurs, 33% de la génération électrique en Grande Bretagne était encore assurée en 1998 par le charbon. L'évolution de la production électrique du charbon vers le gaz naturel s'explique par deux raisons. D'une part, la fermeture des mines de charbon peu rentables a coïncidé avec la mise en production de nombreux gisements gaziers en Mer du Nord. D'autre part, la montée des préoccupations environnementales a nettement favorisé le gaz naturel par rapport au charbon. En effet, les accords de Rio et de Kyoto que le gouvernement britannique a signés impliquent une réduction des émissions de CO2 et donc une forte croissance du gaz naturel au détriment du charbon. L'AIE estimait (avant la conférence de Kyoto) que la part du gaz naturel atteindrait 49,3% dans l'offre primaire d'énergie et 46,1% dans la génération électrique en 2010 au Royaume Uni.

La Grande-Bretagne connaît depuis la seconde moitié des années 90 une bulle gazière. La bulle gazière se définit comme la différence entre la capacité de production existante et la demande (intérieure et extérieure) adressée au gaz britannique. La fourchette des estimations la bulle gazière va de 15 Gm3 pour 1995/96 pour *British Gas*[44] (soit 20% de la consommation gazière britannique) à 40 Gm3 pour un opérateur privé de l'amont gazier. Un consultant spécialiste du marché gazier anglais estime que le surplus de capacité révélé par la déréglementation existait dès 1987 mais que l'arbitrage entre l'offre et la demande exercé par BG le masquait.

Deux causes principales peuvent expliquer ce phénomène. La première est d'ordre réglementaire puisqu'il s'agit de l'allégement de la fiscalité sur la production d'hydrocarbures qui a favorisé le développement de champs en mer du Nord. En 1982, le gouvernement conservateur a aboli la redevance et en 1993, il a abrogé la *Petroleum Revenue Tax* faisant ainsi de la fiscalité britannique sur les hydrocarbures la plus légère du monde. Le deuxième facteur explicatif de la bulle est le développement de projets électriques à base de cycle combiné et de cogénération dans la deuxième moitié des années 80. La privatisation du secteur électrique et l'abondance du gaz naturel ont entraîné un développement de nouveaux projets pour une capacité de 12 GW (en 1991, lorsque le phénomène était à son apogée). Ces projets nécessitaient la mise en œuvre de nouvelles capacités de production de gaz naturel. L'insuffisance des capacités existantes a provoqué une hausse des prix qui n'a fait qu'accentuer le développement de projets de production en mer du Nord. Parallèlement, en 1994, BG abandonne 60% de sa clientèle industrielle au profit des entrants. Du fait de cette ouverture et du retard pris par certains projets électriques, BG (et d'autres compagnie) se retrouve à la tête d'un excédent de gaz acheté souvent au prix fort. Un hiver 1994-95 doux et des capacités de stockage limitées ont catalysé la formation de ce surplus gazier que l'on a désigné à partir de 1995 par le terme de « bulle gazière ».

La déréglementation gazière semble donc avoir contribué à l'apparition, du moins au maintien de la bulle gazière. Dans une première section, nous détaillerons le déroulement de la déréglementation gazière afin de comprendre dans quels termes se sont posées les questions des tarifs d'accès et de la structure de l'opérateur. Au cours de la deuxième section, nous analysons la formule retenue par le régulateur gazier britannique depuis 1997 pour contrôler

[44] TERZIAN [1998, p.97]

les tarifs de transports du gaz sur le réseau britannique afin d'en comprendre les avantages et les faiblesses.

Section 1 La déréglementation de l'industrie gazière britannique

1.1. Les institutions en charge de la réglementation/déréglementation

1.1.1. Le régulateur

L'instance chargée de la surveillance des marchés du gaz et de l'électricité qui s'intitule *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) a été créée le 01/01/99. Cet organisme est le fruit de la fusion entre *Ofgas* (*Office of gas supply*) et *Offer* (*Office of electricity regulation*), les deux régulateurs institués lors de la déréglementation des industries gazière et électrique. En ce qui concerne le gaz, l'objectif principal du régulateur est de veiller au bon fonctionnement et développement de la concurrence. Cet objectif implique une surveillance étroite de British Gas qui demeure en position de monopole sur le transport. Les missions du Directeur général d'Ofgas (avant la fusion avec *Offer*) se décomposaient en deux parties : les missions principales et les missions subsidiaires. Les missions principales étaient au nombre trois

- s'assurer que toute la demande de gaz naturel qui peut être servie dans des conditions économiques raisonnables soit satisfaite en Grande Bretagne ;
- veiller à ce que les détenteurs des licences soient capables financièrement de mener à bien les activités autorisées ou requises par leur licence ;
- s'assurer d'une concurrence réelle dans les activités régies par les licences de fournisseurs (*suppliers*) et d'affréteurs (*shippers*).

Les missions subsidiaires que le Directeur Général doit remplir dans le cadre des missions précédentes :

- protéger les intérêts de consommateurs de gaz au niveau du prix, des autres conditions d'approvisionnement, de la continuité de la fourniture, de la qualité des services, et de l'exercice du droit de pénétrer leur propriété ;
- promouvoir l'efficacité dans les activités régies par les licences et dans l'usage du gaz ;
- développer la concurrence à tous les niveaux de l'industrie ;

- prendre en compte l'impact de ces activités sur l'environnement (surveiller la pollution et les autres formes de dommages environnementaux) ;
- prendre en compte les intérêts particuliers des personnes âgées, des malades chroniques et des handicapés.

Dans le cadre de ses missions, *Ofgas* (aujourd'hui *Ofgem*[45]) doit déterminer la formule tarifaire applicable aux différents services fournis par BG et veiller au bon fonctionnement de l'ATR.

1.1.2. La tutelle du régulateur et les arbitres

1.1.2.a. La tutelle : le DTI

Le ministère britannique de l'industrie et du commerce, le DTI (*Department of Trade and Industry*) définit le rôle des organes de régulation. Il octroie les licences qu'il est le seul à pouvoir modifier. Le DTI peut également saisir l'OFT ou la MMC en cas de dysfonctionnements répétés du secteur gazier. Les litiges entre BG et *Ofgas* sont portés devant l'OFT (*Office of Fair Trading*) et la *Monopoly and Merger Commission* (MMC).

1.1.2.b. La Monopoly and Merger Commission (MMC)

La MMC est un tribunal indépendant dont la mission est d'enquêter sur des marchés spécifiques ou sur le comportements de certaines firmes. Elle doit également se prononcer lors des opérations de fusion sur le caractère nuisible de ces rapprochements pour l'intérêt général. La MMC n'a pas de pouvoir coercitif, elle émet des recommandations qui peuvent être suivies (ou ne pas l'être) par le gouvernement. Dans le cas du gaz naturel, cette commission a dû intervenir à maintes reprises.

1.1.2.c. L'Office of Fair Trading

L'OFT a été créé en 1973 avec pour mission de surveiller la concurrence au Royaume-Uni. Cette mission implique un contrôle régulier des industries britanniques. Si l'OFT repère des pratiques anti-concurrentielles dans une industrie, ses statuts prévoient qu'il diligente une enquête préliminaire et qu'il alerte la MMC pour des investigations plus poussées.

[45] Dans la suite, nous désignerons le régulateur gazier par Ofgas.

1.1.3. Le cadre légal.

Deux textes principaux fondent l'action de la MMC et de l'OFT (CLARKE, DAVIES et DRIFFIELD, [1998, p.17]). Il s'agît du *Fair Trading Act* (FTA) de 1973 (i) et du *Competitive Act* (CA) de 1980 (ii).

i. Le FTA s'intéresse aux abus de pouvoir de monopole et aux fusions. Cette loi définit le monopole comme une firme unique disposant d'une part de marché d'au moins 25%. Elle considère également les collusions de firmes (définies comme des « *complex monopoly* » ou des « *scale monopoly* ») qui agissent de façon à biaiser la concurrence. Le monopole en soi n'est pas considéré comme néfaste pour l'intérêt général mais c'est une condition suffisante pour que la MMC enquête. Le résultat de cette enquête permet à la MMC de statuer s'il y effectivement atteinte à l'intérêt général. Le FTA prévoit autorise également les enquêtes sur les fusions dont le montant des actifs en jeux dépasse les 70 millions de £ ou si la part de marché de l'entité résultant de la fusion est supérieure à 25%.

ii. Le CA concerne les pratiques anti-concurrentielles qui sont définies comme des pratiques restreignant, biaisant ou empêchant la concurrence. Par cette loi, la MMC et l'OFT peuvent enquêter sur les pratiques d'une seule firme sans considérer l'industrie ou le marché dans son intégralité. Si des pratiques anti-concurrentielles par les prix, les parts de marché, les termes et ou les conditions contractuelles sont relevées, le cas est porté devant une juridiction spéciale : la Restrictive Practice Court.

Les lois spécifiques aux industries déréglementées fondent également l'action de l'OFT et de la MMC (le *Gas Act* de 1986 par exemple). Parmi les textes liés à la déréglementation, le *Deregulation and Contracting Out Act* de 1994 amende le FTA et le CA. Il autorise notamment l'OFT a dénoué une situation sans en référer à la MMC si une solution acceptable pour toutes les parties est identifiée. L'objectif visé ici est la réduction du nombre de cas portés devant la MMC.

1.2. Avant 1986 : le contexte

Avant la seconde guerre mondiale, lorsque le gaz était produit à partir du charbon, l'industrie gazière britannique était extrêmement fragmentée puisque plus d'un millier de

compagnies disséminées sur le territoire anglais produisaient du gaz et le distribuaient localement. Le *Gas Act* de 1948 unifia ces entreprises en douze compagnies régionales et créa le *Gas Council* qui fut chargé de financer les compagnies régionales et de faire le lien avec le gouvernement. L'augmentation du prix du charbon qui stimula le développement de techniques de production de gaz à partir du raffinage du pétrole, l'importation de gaz naturel liquéfié d'Algérie et surtout la découverte de très importants gisements de gaz naturel en Mer du Nord suscitèrent une conversion des équipements utilisant du gaz de charbon à des équipements prévus pour le gaz naturel entre 1965 et 1970 ainsi que la construction d'un réseau de gazoducs dédié au transport du gaz de Mer du Nord sur le territoire britannique.

Le *Gas Act* de 1972 remplaça le *Gas Council* et les 12 compagnies régionales par une entité nommée *British Gas*. La compagnie publique ainsi créée reçue le monopole de vente du gaz naturel et un monopsone concernant le gaz extrait du secteur britannique de la Mer du Nord. L'industrie gazière s'est organisée autour de cet acteur unique qui centralise l'offre de gaz émanant des gisements de Mer du Nord pour la distribuer sur le territoire britannique.

Dès 1982, le *Oil & Gas Enterprise Act* introduit officiellement l'accès des tiers au réseau de gazoducs détenu et exploité en monopole par *British Gas*. Seuls les usagers consommant plus de 732 923 kWh (25 000 *therms*) peuvent se voir proposer du gaz par un fournisseur autre que *British Gas*. ARMSTRONG, COWAN et VICKERS notent que ce texte fut totalement inefficace puisque ce n'est qu'en 1990 que le premier[46] volume de gaz concurrent à celui du monopole transitera dans le réseau de *British Gas.* Ce texte prévoit également la séparation des actifs dédiés à l'exploration et à la production du reste de la compagnie. Ils furent privatisés[47] en 1984. Le monopsone de jure dont bénéficiait *British Gas* fut aboli, cependant la compagnie conserva un monopsone de facto étant donné l'obligation qui est faite aux producteurs d'acheminer l'intégralité du gaz produit dans la zone britannique de la mer du Nord sur le territoire anglais et l'absence de tout autre acheteur éventuel. La première mesure d'ouverture du réseau gazier s'est donc avérée inefficace. Face à cet échec, le gouvernement prit de nouvelles mesures plus significatives à partir de 1986.

[46] Le seul gaz à transiter dans le réseau de *British Gas* pour le compte d'un tiers datait d'un accord antérieur au *Gas Act* de 1982.
[47] Le reste des actifs de British Gas furent privatisés en 1986.

1.3. Les principales étapes de la déréglementation

1.3.1. Première phase d'ouverture du marché : Le Gas Act de 1986

En 1986, le *Gas Act* privatise BG dont la structure reste intacte et les tarifs demeurent réglementés. Ce texte créé également l'agence de régulation de l'industrie gazière, l'*Office of gas Supply* (Ofgas) avec à sa tête le *Director General of Gas Supply* (DGGS) qui chargé, avec le Ministre de l'Industrie de s'assurer que toute la demande de gaz naturel qui peut être servie dans des conditions économiques raisonnables soit satisfaite en Grande-Bretagne. Le *Gas Act* instaure également le *Gas Consumer Council* (GCC) qui regroupe dans une structure indépendante du régulateur (Ofgas) des représentants des usagers du gaz naturel.

1.3.1.a. La fourniture sur le marché réglementé et sur le marché ouvert

A partir de 1986, les entrants bénéficiant de la licence de *private gas suppliers* (MOURRE [1995, p.105]) délivrée par le DTI sont autorisées à servir les clients dont la demande annuelle dépasse 732 923 kWh annuels, c'est-à-dire les industriels. En ce qui concerne les clients dont la consommation est dessous du seuil, *British Gas* bénéficie d'un monopole de droit. A partir de 1986, la compagnie opère sous couvert d'une licence de *public gas supplier*. Ses tarifs de vente doivent être équitables[48]. *British Gas* est cependant autorisé à introduire une partie fixe dans son tarif (*standing charge*) et à lier ce dernier à des facteurs comme le facteur de charge[49] ou la localisation des clients. La loi ne comporte aucune mention destinée à développer la concurrence sur le marché des consommations annuelles inférieures à 732 923 kWh annuels. Ce n'est qu'en 1992, que la deuxième phase de l'ouverture sera initiée avec l'abaissement du seuil de consommation annuelle permettant à l'usager de choisir son fournisseur à 73 292 kWh annuels (2500 *therms*).

Les prix du marché réglementé ont été soumis, entre 1987 et 1992, à un *price cap* dont la formule d'évolution comportait trois éléments. La recette par unité vendue d'une année t se calculait par rapport à l'année précédente de la façon suivante : $r_t = (1 + RPI - X + Y)r_{t-1}$. Le pourcentage RPI désigne le taux d'inflation mesuré sur la base des prix à la consommation (*Retail Price Index*), X le facteur de productivité que le régulateur impose à la firme, il a été fixé à 2% en 1989. Y représente le taux de variation des coûts directement imputés (*cost passthrough*) dans les tarifs, c'est-à-dire l'évolution des coûts

[48] Les tarifs de British Gas ne doivent faire apparaître aucune préférence injustifiée (« *undue preference* », ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993]).
[49] Le rapport entre la capacité moyenne quotidienne consommée et la capacité quotidienne de pointe.

échappant à l'incitation à l'efficacité contenue dans le *price cap*. Le *price cap* porte donc sur la recette moyenne ce qui laisse un degré de liberté au monopole pour fixer ses différents tarifs. Dès lors, des subventions croisées entre clients du marché réglementé de *British Gas* sont possibles. Le modèle de BRENNAN [1991] sur lequel nous reviendrons lors de l'analyse théorique d'un plafond de prix au cours du chapitre 3 nous permettra de vérifier que de telles subventions ne sont pas forcément nuisibles en termes de surplus collectif.

Les coûts concernés par le terme Y sont les coûts d'achat du gaz. L'approvisionnement en gaz de *British Gas* provenant de contrats de long terme qui prévoyaient des variations dans le prix du gaz, le législateur britannique a estimé que si les variations de ces coûts n'étaient pas répercutées intégralement dans les tarifs, la firme courrait le risque de subir une hausse du prix de son approvisionnement sans pouvoir reporter cette hausse dans ses prix en raison du plafond. ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.256] (reprenant une analyse de YARROW [1991]) indiquent que cette répercussion directe de l'évolution des coûts d'achat de la molécule dans les tarifs établit un lien entre le marché réglementé (qui regroupe les usagers dont la consommation annuelle est inférieure à 732 923 kWh) et le marché non réglementé. En effet, une augmentation des ventes de *British Gas* sur le marché non réglementé peut se traduire par une hausse de son coût moyen si l'approvisionnement en gaz de *British Gas* présente des rendements décroissants. Le plafond applicable au marché réglementé incorporant cet accroissement du coût moyen (Y), les consommateurs du secteur réglementé se trouvent pénalisés.

Par ailleurs, on peut observer que la répercussion intégrale des variations des coûts d'approvisionnement dans les tarifs du secteur réglementé n'est pas de nature à inciter la firme à renégocier ses contrats. Enfin la troisième et dernière critique que l'on peut adresser à l'introduction du paramètre Y dans la formule encadrant les tarifs de vente sur le marché réglementé concerne la gestion des demandes de pointe. Etant donné que les coûts de stockage supportés par *British Gas* pour faire face aux pointes de demande en hiver sont soumis au mécanisme incitatif du *price cap*, il est tentant pour la firme en place de traiter ces augmentations de demandes par des approvisionnements supplémentaires plutôt que par des investissements dans des capacités de stockage puisque dans le cas d'une augmentation des achats, l'augmentation du coût résultant de la gestion de la pointe est répercutée dans le plafond auquel sont soumis les tarifs réglementés tandis que dans le cas du recours au stockage, le plafond n'évolue pas.

Le plafond sur les recettes moyennes couvre la partie fixe et la partie variable en fonction du volume du tarif[50]. Cependant afin de protéger les consommateurs dont le pouvoir d'achat est peu élevé, le régulateur a mis en place un plafond complémentaire ne portant que sur la partie fixe du tarif car, comme le rappellent ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.256], dans le cadre d'un tarif binôme, la partie fixe peut, à l'instar d'un impôt forfaitaire, être régressive.

1.3.1.b. Le transport

Afin d'encourager la concurrence via le réseau de *British Gas*, le texte de 1986 étend les mesures de 1984. N'importe qui souhaitant faire transporter du gaz sur le réseau d'un *public gas transporter* (en l'occurrence *British Gas*) peut en faire la demande auprès du DGGS. Si l'affréteur et le transporteur ne peuvent s'accorder sur les termes du contrat de transport, le DGGS a la possibilité de fixer lui-même ces termes. Parmi les termes du contrat de transport concerné, figure bien évidemment le tarif.

Les tarifs de transport doivent engendrer des recettes susceptibles de couvrir les coûts d'exploitation, les investissements, l'amortissement et la dépréciation des actifs et autoriser un taux de rendement qui corresponde à celui que récupère *British Gas* sur l'ensemble de l'exploitation du réseau (AIE [1993, p.147]). Les tarifs d'accès de *British Gas* sont réglementés mais ils ne sont pas soumis à un régime d'autorisation préalable de la part du régulateur. Autrement dit, un affréteur mécontent des tarifs que lui propose *British Gas* peut se retourner vers Ofgas. Signalons par ailleurs, que le transporteur est tenu de publier un exemple de ces tarifs.

1.3.1.c. La séparation des comptes (unbundling)

La seule exigence contenue dans la licence de *public supplier* en matière de séparation comptable lors de la privatisation concerne la séparation des comptes de la fourniture de gaz (*supply*) du reste des comptes de *British Gas*. Bien que l'intervention sur le marché réglementé soit soumise à un contrôle tarifaire de la part du régulateur, la firme en place n'est pas tenue de séparer les comptes de son activité sur le marché réglementé de ceux liés à son activité sur le marché des gros consommateurs. Le texte de 1986 ne prévoit pas non plus de

[50] A partir de 1990, British Gas a appliqué des tarifs à plusieurs parties avec des seuils de 5000 therms. Les usagers du secteur résidentiel se voient appliquer pour la plupart un tarif binôme comprenant une partie fixe et une partie variable selon les quantités. Les plus gros consommateurs disposent d'éléments supplémentaires dont le prix par therm est décroissant. Ce système présente l'avantage de réduire l'incitation des gros consommateurs à gaspiller du gaz pour bénéficier d'un tarif intéressant.

séparation comptable au niveau des activités de monopole (transport et distribution) des activités (potentiellement) concurrentielles (la fourniture de la molécule).

L'intervention de *British Gas* sur le marché ouvert à la concurrence est conditionnée par le respect de deux obligations. La compagnie est tenue de publier le prix maximum qu'elle propose pour du gaz et un état général de sa disposition à négocier des accords de fourniture. Aucune mesure ne l'empêche de pratiquer des tarifs discriminatoires. En ce qui concerne l'accès au réseau de transport et aux capacités de stockage, *British Gas* doit publier un document retraçant les conditions générales qu'elle est disposée à négocier. Elle doit également fournir un exemple de tarifs d'accès à ses capacités de stockage et de transport.

Le *Gas Act* de 1986 constitue une avancée significative par rapport au texte de 1984. Désormais, les entrants souhaitant concurrencer *British Gas* sur le marché des usagers consommant plus de 732 923 kWh annuels ont effectivement la possibilité de faire transiter leur gaz sur le réseau de *British Gas*. Cependant en créant un marché concurrentiel à côté d'un marché réglementé sur lesquels l'opérateur historique à la possibilité d'intervenir simultanément, ce texte suscite des difficultés importantes que les réformes qui suivent ne parviendront pas toutes à régler. Les contraintes qui pèsent sur le monopole en place paraissent a priori légères comparées aux possibilités que lui offre la déréglementation. L'impact des coûts d'approvisionnement qui sont répercutés directement dans les tarifs pose le problème de la séparation des activités du monopole. Comme nous le verrons, ce problème a rapidement été identifié par la MMC et l'OFT qui ont demandé la séparation (au minimum comptable) des activités du monopole. L'autre problème crucial qu'a soulevé l'ouverture de 1986 est celui des tarifs d'accès au réseau exploité par *British Gas*. Ces derniers ne sont pas soumis à un régime d'autorisation par le régulateur, la firme en place a la possibilité de discriminer parmi les affréteurs. Enfin, étant donné que l'activité de transport n'est pas distinguée de l'activité de fourniture, les entrants ne sont pas placés sur un plan d'égalité avec *British Gas*.

1.3.2. Le rapport de la MMC de 1988

De nombreux industriels se sont plaints auprès du GCC de la discrimination pratiquée par *British Gas* dans ses tarifs. Le GCC a transmis le dossier à l'OFT qui en a référé à la MMC dont les conclusions ont fait l'objet d'un rapport publié en 1988. Ce rapport souligne la discrimination pratiquée (§1.3.2.a) par *British Gas* à l'encontre de ses clients du marché non

réglementé. Pour corriger cette atteinte à l'intérêt général, la MMC préconise 3 solutions (§1.3.2.b).

1.3.2.a. La discrimination pratiquée par British Gas sur le marché non réglementé

Grâce à la confidentialité de ses contrats de fourniture sur le marché réglementé, le monopole historique avait la possibilité de pratiquer des prix inversement proportionnels à la capacité de ses clients industriels à changer de combustible. Le comportement anticoncurrentiel de *British Gas* est également relevé par la MMC qui note dans son rapport que la firme lie ses tarifs aux conditions tarifaires proposées par ses concurrents aux clients industriels. L'opacité des tarifs proposés par Ofgas a accru l'incertitude pesant sur le coût des achats de gaz pour les clients industriels. Enfin, le refus de *British Gas* de fournir du gaz sur une base interruptible à des clients disposant de combustibles alternatifs comme le fuel, le gaz de pétrole liquéfié ou l'électricité obligeait ces clients à supporter un surcoût injustifié.

1.3.2.b. Les réponses proposées par la MMC

Selon la MMC, un contrôle tarifaire sur le marché non réglementé ne constituait pas une réponse satisfaisante aux problèmes posés par le comportement de *British Gas*. En effet, une telle réglementation aurait limité la vitesse de réaction de la firme face aux conditions changeantes de l'offre et de la demande de ce marché. D'autre part, un contrôle des tarifs aurait pu entraver l'entrée de concurrent (en garantissant à *British Gas* des recettes) et donc bloquer le développement de la concurrence considérée par la MMC comme le seul remède[51] in fine au comportement monopolistique de *British Gas*. La MMC propose dans son rapport trois catégories de mesures destinées à rendre plus transparent le marché non réglementé. Ces mesures concernent la tarification de la molécule, celle de l'accès des tiers au réseau et le gaz disponible pour les concurrents.

i. *British Gas* est contrainte de publier ses tarifs à l'intention de ses clients interruptibles et fermes. La MMC recommande que cette obligation soit maintenue pour une durée de 5 ans minimum. De plus, la firme est autorisée à lier le niveau de ses prix à des facteurs comme les volumes enlevés annuellement, le facteur de charge ou le caractère interruptible de la fourniture mais non à la nature des combustibles alternatifs à la disposition de ses clients

51 « ultimately the only effective means of remedying the adverse effect of the present monopoly situation is direct competition in gas supply » (MMC, 1988).

ce qui interdit à la firme en place de pratiquer une discrimination par les usages. Les tarifs de *British Gas* ne doivent pas être, selon la MMC, négociables afin d'empêcher toute discrimination par les prix du premier degré.

ii. Dans son rapport, la MMC recommande la publication des tarifs de transport et une séparation comptable des activités de BG de distribution et de transport (« *unbundling* ») afin de garantir un traitement équitable des *suppliers* par le gestionnaire du réseau de transport.

iii. Elle préconise également l'instauration de la règle dite du « 90/10 » qui empêche BG d'acquérir plus de 90% de la production des champs nouvellement mis en production en Mer du Nord. En effet, la MMC a remarqué que *British Gas* contractait quasiment l'intégralité du gaz issu des nouveaux champs mis en production en Mer du Nord. Les producteurs dépendent des ventes du monopole sur le marché réglementé. Ils ne souhaitent donc pas remettre en cause leur relation avec *British Gas* en cédant leur gaz à des concurrents ou en se lançant eux-mêmes dans la fourniture sur le marché industriel. La MMC a estimé que le monopsone de *British Gas* constituait une barrière importante à l'entrée de concurrents sur le marché industriel.

1.3.2.c. Commentaires

British Gas était donc en mesure de discriminer parmi ses clients du marché non réglementé puisqu'elle connaissait l'usage qui était fait du gaz et les combustibles alternatifs dont ses clients disposaient. Outre cette discrimination au niveau de la fourniture (*British Gas* refusant de vendre à certains clients), le monopole avait la possibilité de discriminer par les prix de façon parfaite (discrimination par les prix de premier ordre) puisqu'elle négociait ses tarifs avec chacun de ses clients du marché non réglementé. L'interdiction faite par la MMC de discriminer au niveau de la fourniture et l'obligation qu'elle impose d'appliquer des tarifs non discriminatoires contraignent *British Gas* à respecter une certaine égalité de traitement. En laissant à la firme la possibilité de lier ces tarifs aux quantités enlevées annuellement, la MMC autorise une discrimination par les prix du second degré. Les concurrents de *British Gas* n'étant pas soumis à cette obligation de publication, ils peuvent négocier leur tarif et donc pratiquer une discrimination parfaite. *British Gas* a finalement décidé de ne pas lier ses tarifs au facteur de charge et à la localisation. Dans son rapport de 1993 (cf. infra), la MMC

estime que 60% des clients du marché non réglementé ont bénéficié d'une baisse du prix de leur gaz acheté auprès de *British Gas* après l'introduction de tarifs publiés.

L'introduction de la règle 90/10 est justifiée par la théorie économique dans les cas où la firme en place entrave l'entrée de concurrents par des comportements anticoncurrentiels (ARMSTRONG et alii [1994, p.116]). En ce qui concerne le monopsone dont bénéficiait *British Gas*, la règle du 90/10 s'est avérée insuffisante car elle a laissé à BG l'intégralité du stock mais également presque tout le flux d'accroissement du marché (MOURRE, [1995, p.96]). La MMC a donc décidé dans un premier temps d'intervenir sur le comportement de *British Gas* de façon à permettre le développement de la concurrence sur le marché industriel. Elle n'aborde pas dans son rapport de 1988, le problème de la structure de *British Gas* et ses conséquences sur la concurrence. Or, la question de l'intégration verticale ne peut pas être déconnectée de celle des conditions de l'accès des entrants au réseau de transport. Cette question centrale laissée de côté réapparaît de façon récurrente dans les autres textes qui jalonnent la déréglementation de l'industrie gazière britannique.

La détermination des charges d'accès n'est pas non plus évoquée dans ce rapport à l'exception du passage où la MMC recommande que *British Gas* publie ses tarifs de transport. Le *Gas Act* de 1986 stipule que les affréteurs peuvent se retourner vers Ofgas s'ils estiment que les tarifs proposés par *British Gas* sont injustifiés. En 1992, la trentaine d'accords de transport pour le compte tiers signé par *British Gas*, incluaient un tarif dans lequel le taux de rendement décidé par Ofgas était de 4,5%. Considérant ce taux comme provisoire, la firme réglementée a demandé sa révision. Le désaccord persistant entre le régulateur et *British Gas* sur cette question sera la cause de la seconde intervention de la MMC (cf. §1.3.5). Bien que le régulateur ait une certaine influence sur les prix de l'accès (via la fixation du taux de rendement), il ne contrôle pas la façon dont la firme considère ses propres coûts de transport. Les prix payés par les entrants pour le transport de leur gaz varient géographiquement tandis que *British Gas* considère son transport de façon globale pratiquant ainsi des subventions croisées des clients proches des terminaux vers les clients éloignés des terminaux. L'absence de toute séparation entre les activités de *British Gas* entraîne donc une asymétrie entre les entrants et la firme en place. Cette situation encourage l'écrémage des clients situés à proximité des terminaux gaziers par les entrants car leur coûts de transport seront inférieurs au coût moyen supporté par *British Gas* pour le transport de son gaz. Ces entrants ne pourront pas venir concurrencer *British Gas* sur sa clientèle éloignée des terminaux étant donné les subventions croisées dont bénéficient ces clients au niveau du transport.

1.3.3. La révision de la formule de contrôle des tarifs de fourniture de British Gas sur le marché réglementé

1.3.3.a. La réforme structurelle de la formule

En 1990-91, les ventes de gaz sur le marché réglementé de *British Gas* représentaient 65% en termes de volumes et 80% en termes de recettes ainsi qu'en termes de profit (ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.259]). Etant donné l'importance de la présence de *British Gas* sur le marché réglementé, Ofgas a estimé qu'il était nécessaire de revoir la formule de contrôle afin de garantir un prix équitable aux consommateurs captifs de ce marché tout en garantissant un rendement minimum aux actionnaires de *British Gas*. La révision de la formule devait également inciter *British Gas* à une plus grande efficacité et conduire à un allégement du poids de la réglementation.

Cette nouvelle formule applicable à partir d'avril 1992 était prévue pour durer jusqu'en 1997. Elle est sensiblement différente de la précédente puisque le plafond de recette moyenne que doivent respecter les tarifs de *British Gas* est donné par la formule suivante $r_t = [1 + (RPI - 5\%) + (GPI - 1\%) + E]r_{t-1}$. Trois changements majeurs qui traduisent la volonté du régulateur de renforcer son contrôle tarifaire sur *British Gas* sont à signaler.

i. Premièrement, le taux de productivité imposé par le régulateur passe de 2% à 5%.

ii. La deuxième modification importante concerne la répercussion directe des variations des coûts d'approvisionnement en gaz. Ce n'est plus l'évolution du coût moyen réel du gaz qui est répercutée directement dans le plafond mais le taux de variation d'un indice du prix du gaz, le *Gas Price Index* (GPI). Cet indice est calculé sur la base des clauses d'indexation contenues dans les contrats d'approvisionnement signés par *British Gas*. Dans la partie de la formule concernant l'approvisionnement, le régulateur a introduit un facteur d'efficacité de 1% similaire au X appliqué l'indice des prix de détails. Ainsi, le plafond de recettes moyennes appliqué à *British Gas* à partir de 1992 comprend une incitation à l'efficacité dans la gestion des approvisionnements. En effet, si la firme est capable de renégocier ses contrats de façon à faire évoluer son coût moyen d'approvisionnement à un taux inférieur à GPI-1 %, elle conserve la différence.

iii. Le troisième changement est l'introduction d'un élément dénoté E qui extrait du plafond de prix (et donc du mécanisme incitatif) toutes les dépenses liées à l'efficacité énergétique. En autorisant le monopole à répercuter directement ces dépenses, le régulateur espère promouvoir la gestion de la demande comme moyen alternatif à l'accroissement des approvisionnements gaziers pour faire face à l'augmentation de la consommation de gaz naturel.

1.3.3.b. La détermination du facteur X et le price cap complémentaire sur la partie fixe des tarifs

Outre les modifications apportées à la structure de la formule, le régulateur a corrigé divers éléments constitutifs de cette formule. Le facteur de productivité (X) est donc passé de 2% à 5%. Ofgas justifie cette importante augmentation par les facteurs suivants. D'une part, au cours de la période précédente (1986-91), *British Gas* a réalisé d'importantes économies de coûts qui ont dépassé le taux de 2% contenu dans la formule tarifaire. D'autre part, pour guider son choix, le régulateur a comparé les coûts de *British Gas* avec ceux des compagnies réglementées dans l'industrie électrique notamment ainsi qu'avec des compagnies gazières étrangères[52]. ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.260] estiment ce taux de 5% assez élevé compte tenu des progrès technologiques assez lents dans les activités de *British Gas* (le transport, la distribution et le stockage) et de la progression de la demande. La détermination du pourcentage[53] X est subjective et le régulateur gazier a probablement souhaité avec ce taux faire baisser les prix payés par les clients du marché réglementé car il a estimé que les prix constatés durant la période précédente étaient trop élevés compte tenu des coûts réels de *British Gas*.

Dans le cadre de cette nouvelle formule, Ofgas a décidé de supprimer le plafond auxiliaire qui s'appliquait à la partie fixe du tarif pour les clients dont la consommation annuelle dépasse 146 585 kWh (5000 *therms*). Le régulateur justifie la suppression de ce *price cap* complémentaire pour les gros consommateurs par le fait que la partie fixe ne couvre pas les coûts auxquels elle correspond (les coûts de comptage, de maintenance des réseaux) pour les plus gros clients.

[52] Ce mode de réglementation par comparaison est souvent désigné par le terme « *benchmarking* ».
[53] Sur ce sujet, BERNSTEIN J.I. et SAPPINGTON D.E.M. ont publié un article en juillet 1999 intitulé « Setting the X factor in Price Cap Regulation Plans » (Journal of Regulatory Economics, vol.16, pp. 5-25).

1.3.3.c. Commentaires

Bien que le coût moyen ait été remplacé par un indice (GPI), le principe de la répercussion directe des coûts d'achat et donc de leur sortie de l'ensemble des coûts soumis à incitation demeure. Le régulateur a justifié ce maintien par trois arguments. Tout d'abord, en reprenant la justification fondamentale du mécanisme de *cost passthrough*, Ofgas a estimé que *British Gas* n'avait qu'une faible marge de manœuvre sur ses prix d'acquisition du gaz étant donné la rigidité des contrats à long terme constitutifs de son portefeuille d'approvisionnement. Le poids de cet argument peut être allégé si on considère que ces contrats font régulièrement l'objet de renégociations qui ouvrent des possibilités de révision des prix.

Le deuxième argument avancé par Ofgas concerne la volatilité des prix du gaz naturel. Le coût d'approvisionnement représente environ 40% du coût de la fourniture du gaz sur le marché réglementé ; l'introduction des coûts d'approvisionnement dans le mécanisme de prix plafond induirait un risque de prix significatif pour *British Gas*, risque dont la contrepartie devrait être un taux de rendement supérieur, autrement dit un relèvement du plafond.

En définitive, le choix sera déterminé par la comparaison de l'impact sur le niveau du plafond de prix d'une part de la répercussion directe des coûts d'achat dans le plafond et d'autre part d'un relèvement du taux de rendement. Or selon ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.261], l'impact du relèvement du taux de rendement sera plus important que celui de la répercussion directe des coûts d'approvisionnements. Les consommateurs du secteur réglementé n'étant a priori pas enclins à payer une prime fixe pour éviter le risque d'augmentation du prix du gaz, le régulateur gazier a estimé que la répercussion des coûts d'approvisionnement via un indice synthétisant les clauses de relèvement incluses dans les contrats d'approvisionnement de *British Gas* constituait la meilleure solution.

La mise en place de l'indice GPI est de nature à atténuer le risque de distorsions entre les deux marchés qu'impliquait la répercussion directe des coûts dans les plafonds de prix (cf.§1.3.1.a). En effet, le coût moyen sensible aux ventes sur le marché non réglementé est remplacé par un indice dont la valeur est déconnectée des volumes servis par *British Gas*. En revanche, l'incitation à accroître les achats de gaz plutôt que les capacités de stockage demeure (cf.§1.3.1.a).

Ces réformes appliquées à la formule de contrôle des tarifs pratiqués par *British Gas* sur le marché réglementé avaient pour principal objectif de baisser les plafonds de prix en

augmentant sensiblement le facteur de productivité X et en réduisant l'impact de la répercussion des coûts d'approvisionnement en remplaçant le coût moyen par l'indice GPI.

1.3.4. Le rapport de l'OFT de 1991

1.3.4.a. Les propositions du rapport

Après le rapport de la MMC de 1988, l'*Office of Fair Trading* a rédigé un rapport sur le développement de la concurrence dans l'industrie gazière. Une des premières conclusions de ce rapport dont une version résumée a été publiée en 1991 est que l'essentiel du gaz contracté par des entrants est destiné à la production d'électricité. Seulement 7% du gaz vendu entre 1988 et 1991 a été fourni à des industriels (hors producteurs d'électricité) par des concurrents à *British Gas*. Ainsi l'OFT estime que les mesures prônées par la MMC en 1988 se sont avérées inefficaces et insuffisantes.

Afin de stimuler la concurrence, l'OFT propose une série de mesures destinées à accroître les quantités de gaz disponibles pour les concurrents de *British Gas*. Parmi ces mesures, l'OFT préconise un durcissement[54] de la règle 90/10. Pour favoriser le développement de la concurrence, l'OFT préconise que la part de marché de British Gas soit limitée à 40% et que l'opérateur historique remette sur le marché les volumes de gaz ainsi libérés.

Parallèlement à l'accroissement des ressources disponibles pour d'éventuels concurrents, l'OFT souhaite inciter ces derniers à entrer sur le marché des clients interruptibles en abaissant le seuil d'éligibilité de 732 923 kWh à 73 292 kWh. Depuis 1988-89, le prix moyen du gaz vendu par *British Gas* aux clients interruptibles était en dessous du coût moyen d'achat du gaz. Bien que les clients interruptibles ne soient pas rentables pour *British Gas*, ils lui permettent d'assurer la fourniture des clients fermes dont les demandes sont variables en limitant le recours aux installations de stockage. En abaissant le seuil d'éligibilité, l'OFT souhaite que les entrants imitent *British Gas* et donc, tout en intervenant sur le marché des clients fermes, qu'ils concurrencent le monopole historique sur le marché des clients interruptibles. Par ailleurs, l'OFT recommande également que l'accès aux sites de stockage gérés par *British Gas* soit ouvert de façon non discriminatoire.

[54] Parmi les autres mesures proposées par l'OFT, figurent la rétrocession d'une partie du gaz contracté par BG et la transformation des contrats de swap préconisés par Ofgas en 1990 en contrats de cession.

L'OFT préconise une séparation complète des activités de transport et de stockage du reste des activités de *British Gas* afin que la firme en place soit placée sur un pied d'égalité concernant l'accès au transport et au stockage. Contrairement à la MMC qui s'était contentée de mesures concernant le comportement de *British Gas*, l'OFT propose une réforme structurelle qui puisse lever les entraves à l'entrée de concurrents sur le marché de la fourniture. En ce qui concerne les instruments destinés à orienter la conduite de la firme en place, l'OFT préconise le maintien de l'affichage des tarifs tant que la concurrence ne sera pas plus développée et que le dialogue entre la firme en place et le régulateur concernant les tarifs ne sera pas meilleur. En effet, en 1991, BG a proposé des contrats de fourniture à l'attention des producteurs d'électricité dans lesquels le prix du gaz était en dessous du coût marginal de production. Ces conditions tarifaires ont largement contribué à la « ruée sur le gaz ». Ofgas a été contraint d'imposer un relèvement des tarifs de 35% pour rationner la demande de gaz émanant des producteurs d'électricité (ARMSTRONG et Alii [1994, p.267]). Comme nous le rappelions en introduction, ces soubresauts du marché ont contribué à l'apparition de la « bulle gazière » britannique.

1.3.4.b. Les conséquences de ce rapport

Afin de faire passer ses propositions, l'OFT a brandi la menace d'un recours devant la MMC. *British Gas* a donc accepté en mars 1992 de créer une entité distincte chargée du transport et du stockage, *BG transportation*. D'un autre côté *BG Trading* dispose des contrats de fourniture et négocie son accès aux capacités de transport et de stockage comme les autres fournisseurs. De plus, BG a accepté de revendre une partie de ses contrats de fourniture afin de réduire sa part du marché[55] non réglementé à 40%. BG a été contrainte de revendre 14 658 TWh (500 millions de therms) à des fournisseurs indépendants en 1992 (la firme en place devra céder un montant équivalent chaque année jusqu'en 1995). Le prix de revente du gaz est réglementé par le régulateur. Il doit correspondre au coût moyen d'acquisition supporté par *British Gas* augmenté d'une marge raisonnable[56].

En décembre 1992, les concurrents de *British Gas* comptaient pour 20% du marché non réglementé (ARMSTRONG et ALII [1994, p.266]). En août 1992, le seuil d'éligibilité a été abaissé de 732 923 kWh à 73 292 kWh annuels, autrement dit l'ensemble des secteurs industriel et tertiaire ont la possibilité de choisir un fournisseur autre que *British Gas*. Néanmoins, sur le segment des consommations annuelles comprises entre 732 923 kWh à

[55] La réduction de la part de marché de British Gas avait déjà été décidé par Ofgas qui, en 1990, a fixé à la firme en place une part de marché cible de 30% pour 1993. La décision de l'OFT constitue donc une radicalisation de cette mesure.

73 292 kWh, *British Gas* reste contraint de publier ses tarifs qui demeurent soumis à un plafond de prix (cf. §1.3.3).

1.3.4.c. Commentaires

Comme le font remarquer ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1994, p.268], le recours à un contrôle de la part de marché est un mode de régulation assez inhabituel[57]. Le contingentement des parts de marché est une mesure d'ordinaire appliquée en économie internationale. Certains auteurs ont montré dans ce contexte que ce type de mesure pouvait faciliter les phénomènes de collusion.

L'obligation de publication des tarifs qui est faite à *British Gas* est également de nature à susciter une collusion tacite entre fournisseurs sur le marché déréglementé. En effet, ces tarifs peuvent agir comme point focal tel que le définit SCHELLING [1960, p.74]. Sans se concerter, l'ensemble des fournisseurs vont proposer un prix avoisinant le prix offert par BG parce que ce prix est celui qui leur paraîtra le plus « naturel »[58].

Les mesures proposées par l'OFT en 1991 sont plus contraignantes que celles prises par la MMC en 1988. En effet, au-delà des décisions destinées à infléchir le comportement anticoncurrentiel de *British Gas*, l'OFT propose une réforme structurelle du marché gazier. Cependant, bien qu'un pas ait été franchi vers une meilleure organisation de l'industrie gazière, d'autres textes seront nécessaires pour que la réglementation de l'industrie gazière permette à la concurrence de se développer tout en protégeant les consommateurs. Plus précisément, la séparation verticale effective de *British Gas* n'interviendra qu'après le rapport de la MMC de 1993.

1.3.5. Le rapport de la MMC de 1993

Dans le cadre de son accord avec l'OFT, *British Gas* a accepté qu'Ofgas contrôle ses tarifs de transport. Comme nous aurons l'occasion de le montrer lors de la section 4 consacrée aux formules tarifaires utilisées par le régulateur pour contrôler les charges d'accès du transporteur, le taux de rendement retenu dans ces formules est un élément capital. Or, en

[56] Ce prix de vente est intitulé WACOG pour *Weight Average Cost Of Gas*.
[57] Le seul autre exemple relevé par ces auteurs concerne la restriction des ventes pesant sur les gros producteurs d'électricité et le plafond d'auto-production accordé aux REC (*Regional Electricity Company*).
[58] L'exemple utilisé par SCHELLING pour illustrer sa théorie concerne deux personnes qui doivent se rencontrer à New York un jour donné mais sans s'être précisé au préalable l'heure et le lieu de rendez-vous. Il est hautement probable que les deux personnes se retrouveront aux alentours de midi à la gare centrale de New York. Ce lieu et cet horaire sont des pôles d'attraction, ce qui explique pourquoi ils ont été retenus par la majorité des personnes à qui Schelling a posé ce problème (ROSS et SCHERER [1990, p.266]).

1992, ne parvenant pas à s'accorder avec Ofgas sur la valeur[59] de ce taux, *British Gas* a sollicité une enquête de la MMC dont les conclusions sont retracées dans ce rapport publié en 1993.

1.3.5.a. L'évaluation de l'ouverture contenue dans le rapport

En mai 1993, les entrants détenaient 55% du marché des clients fermes (ARMSTRONG et alii [1994, p.270]), la concurrence restant inexistante sur le marché des clients interruptibles. Les clients servis par les concurrents de *British Gas* sont ceux présentant une demande annuelle moyenne et un facteur de charge élevé. Ce ciblage sur les clients fermes à consommation modérée opéré par les entrants s'explique d'une part par un accès limité aux ressources gazières qui ne permet pas de jouer sur les clients interruptibles peu rentables pour lisser sa courbe de charge et d'autre part par la volonté de ne pas dépendre d'un seul gros client. Le fait que les tarifs de transport pratiqués par *British Gas* soient liés au facteur de charge tandis que les prix de la molécule pratiqués par la firme en place sur le marché non réglementé ne dépendent pas de ce facteur explique l'attraction des concurrents vers les clients dont le facteur de charge est élevé. Pour la même raison, la MMC a constaté des disparités régionales dans la concurrence, les tarifs de transport que paient les entrants dépendent de la localisation des points d'entrée et de sortie du réseau tandis que les tarifs de vente sur le marché non réglementé de *British Gas* sont indépendants de la situation géographique des clients.

Le diagnostic de la MMC sur le développement de la concurrence établit que les mesures prises à la suite de son rapport de 1988 et du rapport de l'OFT de 1991 ont permis d'atteindre un niveau d'entrées acceptable. Cependant, la commission estime que la concurrence ne se maintiendra que si les entrants bénéficient d'un accès non discriminatoire aux capacités de stockage et de transport. Seule une séparation de ces activités du reste des activités du groupe (dont la fourniture) permettrait d'obtenir cet accès sans avoir à mettre en place une structure de contrôle lourde chargée de veiller à la bonne répartition des coûts entre les activités de *British Gas*.

Dans son rapport, la MMC s'interroge sur la pertinence du monopole de jure dont bénéficie *British Gas* sur le marché des consommations annuelles inférieures à 73 292 kWh. Des concurrents potentiels à *British Gas* ont déjà manifesté leur intérêt pour ce marché mais

[59] Au moyen d'un modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), British Gas estimait à 6,7% le taux de rendement sur ces actifs applicable dans les tarifs 1992-93. De son côté, Ofgas, considérant le caractère non risquée de l'activité de transport n'autorisait qu'un taux de 4,5%. Nous reviendrons sur les détails des deux approches dans la section 2.

les groupes de consommateurs paraissent satisfaits des services proposés par la firme en place. Même si *British Gas* a opéré sur ce marché conformément à l'intérêt public, la commission estime que l'introduction de la concurrence pourrait susciter des prix plus proches des coûts et ainsi accroître l'efficacité allocative. Trois types de subventions croisées sont pratiqués par *British Gas* sur le marché réglementé. La péréquation géographique des tarifs implique des subventions croisées des consommateurs situés à proximité des terminaux côtiers ou dans ces centres urbains vers les consommateurs éloignés des terminaux ou installés en zone rurale. Les gros consommateurs subventionnent les petits consommateurs et les consommateurs présentant un facteur de charge élevé subventionnent les consommateurs avec un faible facteur de charge. La disparition de ces subventions croisées que provoquerait la suppression du monopole dont bénéficie *British Gas* restaurerait l'efficacité allocative mais pourrait avoir de lourdes conséquences politiques. En effet, les petits consommateurs, ceux dont le facteur de charge est faible ou ceux situés loin du réseau paieront plus cher pour leur gaz. Face au problème que soulève une ouverture complète du marché gazier, la MMC a adopté dans son rapport de 1993, une attitude prudente qui consiste à conditionner l'ouverture totale du marché à la séparation verticale effective de *British Gas* ce qui renvoie la disparition du seuil d'éligibilité à l'horizon 2000. C'est pourquoi, le rapport propose un simple abaissement du seuil de 73 292 à 43 975 kWh annuels.

1.3.5.b. Les propositions du rapport

Le rapport de la MMC comprend quatre recommandations.

i. La première de ces recommandations est l'abandon par *British Gas* de son activité de fourniture d'ici le 31 mars 1997. Auparavant, l'activité de transport doit être l'objet d'une filiale distincte dont les tarifs et les conditions de transport doivent être soumises au contrôle d'Ofgas.

ii. La seconde recommandation concerne le seuil d'éligibilité qui doit être abaissé à 43 975 kWh d'ici mars 1997 et supprimé à l'horizon 2000.

iii. La MMC mentionne également que les activités de transport et de stockage doivent faire l'objet d'une réglementation tarifaire fondée sur un taux de rendement compris entre 6,5% et 7,5% pour les nouveaux investissements et entre 4 et 4,5% pour les actifs existants[60].

[60] Nous reviendrons sur la justification d'un traitement différencié entre les actifs dans la deuxième section.

iv. La dernière mesure prônée par la MMC en 1993 concerne le marché réglementé. Le contrôle des tarifs ne doit plus concerner que les consommateurs dont la consommation annuelle est inférieure à 73 292 kW. En revanche, *British Gas* reste soumis à une obligation de fourniture sur le marché des consommations annuelles comprises entre 73 292 et 732 923 kWh. De plus, sur cette tranche, la firme en place doit publier ses tarifs . Le paramètre X de la formule de contrôle doit être abaissé de 5% à 4% et d'éventuels ajustements sont à considérer afin que les consommateurs du marché réglementé participent aux frais de restructuration supportés par BG.

Le ministre de l'industrie de l'époque préféra une simple séparation comptable des activités concurrentielles (fourniture de la molécule et autres services) des activités en monopole (transport et stockage). Ce choix s'explique en grande partie par la volonté de conserver une structure intégrée d'une taille suffisante pour s'attaquer aux marchés internationaux dans un contexte de déréglementation mondiale. Cette décision a conduit à la création de 5 entités distinctes au sein de *British Gas* dont une, *Transco*, propriétaire et exploitant des installations de transport et de stockage.

Les propositions de la MMC concernant la publication des tarifs et l'obligation de fourniture sur le marché réglementé ont été reprises par le ministre.

En revanche sur la question du monopole de fourniture, le gouvernement britannique s'est montré plus audacieux que la MMC. En effet, il a décidé que le seuil d'éligibilité devait disparaître en avril 1996. Cette décision se concrétisa par le *Gas Act* de 1995 qui prévoit l'introduction de la concurrence dans le secteur résidentiel en 6 étapes, la première[61] débutant le 1er novembre 1997. En avril 1996, trois régions du Sud-Ouest ont servi de test préalable à l'ouverture du marché résidentiel. Dix entrants ont obtenu une licence de fournisseur pour les servir les 500 000 personnes concernées par ce programme pilote. Aujourd'hui une quarantaine de fournisseurs (dont *British Gas*) se partagent le marché résidentiel anglais.

1.3.5.c. Commentaires

L'objectif de la MMC en 1993 demeure celui qu'elle s'était fixée en 1988, obtenir une concurrence durable. Dans ce but, la MMC souligne la nécessité de séparer totalement les

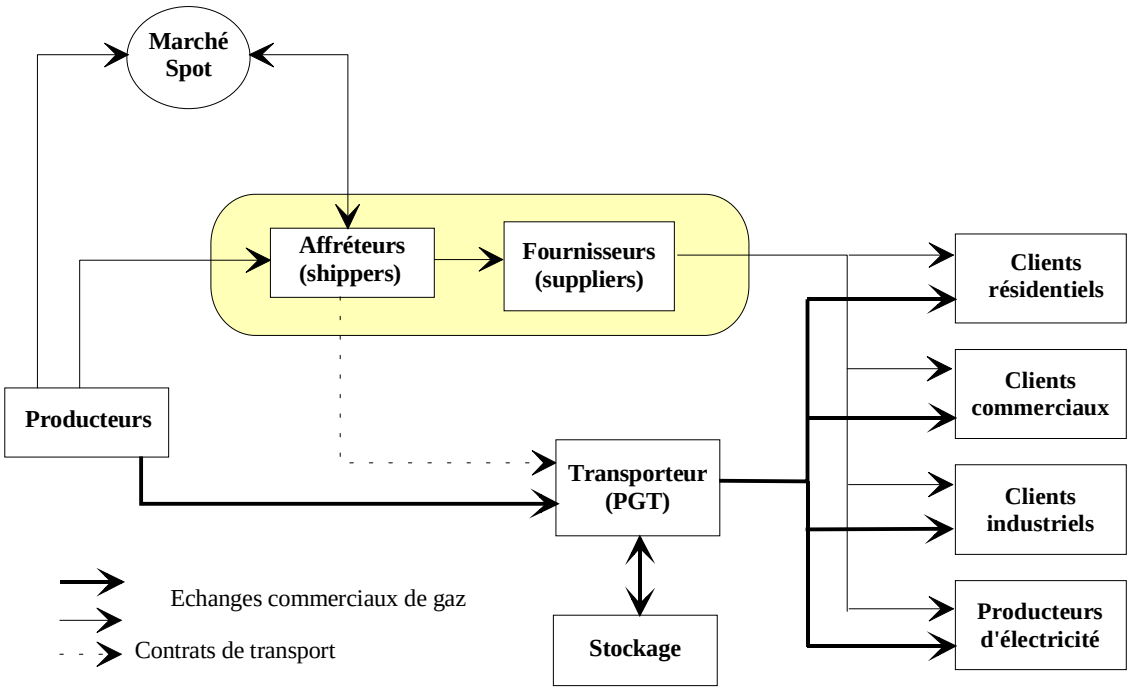
[61] Chacune de ces étapes concernaient des zones géographiques regroupant de 2 à 3 millions de foyers. La seconde est intervenue le 27 février 1998, la 3ème le 27 mars 1998, la 4ème le 24 avril 1998 et la 5ème le 22 mai 1998 et la 6ème le 23 mai 1998 (Londres).

activités de transport et de stockage de celles de fourniture[62] et c'est là une différence majeure avec les mesures qu'elle proposait en 1988 où cette question avait été complètement éludée. Durant la phase transitoire qui doit conduire à cette séparation totale, la MMC reconnaît la nécessité de contrôler les tarifs de l'accès des tiers au réseau. Contrairement à ses conclusions de 1988 qui insistaient sur le comportement de *British Gas* comme entrave au développement de la concurrence, la MMC en 1993 met en avant les deux points essentiels de la déréglementation d'une industrie de réseau comme celle du gaz naturel : la structure verticale de l'opérateur du réseau et la charge d'accès que ce dernier fait payer aux entrants.

1.3.6. Les dernières réformes

Le *Gas Act* de 1995 structure l'industrie gazière britannique autour de trois types d'acteurs dont l'activité est régie par des licences octroyées par le Ministère du Commerce et de l'industrie (DTI) : les fournisseurs (*suppliers*) qui commercialisent le gaz aux consommateurs finals ; les transporteurs (*public gas transporters*) qui exploitent les gazoducs ; les affréteurs (*shippers*) qui organisent le transport du gaz jusqu'aux utilisateurs finals. L'industrie gazière britannique peut se schématiser par la figure ci-dessous.

Figure 2-1 Organisation de l'industrie gazière britannique



[62] D'une façon assez surprenante, la MMC propose de séparer l'activité de fourniture du reste du groupe plutôt que d'isoler les segment caractérisés par des rendements d'échelle croissants.

Bien que les recommandations de la MMC en matière de séparation verticale n'aient pas été immédiatement appliquées par le Ministre de l'Industrie, la dernière restructuration de *British Gas* intervenue en février 1997 a finalement concrétisé la séparation totale du transport et du stockage de l'activité de négoce puisqu'elle a conduit à la création de deux groupes distincts qui se partagent l'ensemble des activités de *British Gas*. *BG plc* regroupe toutes les activités internationales et intègre dans sa structure *Transco* chargée du transport[63]. *Centrica* regroupe par ailleurs l'ensemble des opérations nationales qui vont de la production à la distribution hormis le transport. *Centrica* est un fournisseur sur le marché national sous le nom de *British Gas*[64]. *BG plc* regroupe les parties les plus rentables de *British Gas* mais également celles qui sont les moins soumises à la pression concurrentielle[65]. La séparation des activités de transport de celle de négoce fut achevée avec l'introduction d'une clause interdisant au détenteur d'une licence de transporteur (Transco) de détenir simultanément une licence de fournisseur (*Centrica*). Transco transporte et stocke du gaz pour les 60 affréteurs qui constituent sa clientèle. Les tarifs de *British Gas* concernant la clientèle dont la consommation annuelle est inférieure à 73 292 kWh annuels restent soumis à un plafond de prix et la firme reste contrainte de publier ses tarifs. La période de contrôle des tarifs de fourniture au marché résidentiel s'achève le 31 mars 2000. Ofgas a publié en novembre 1999 un document retraçant ses propositions pour la période de contrôle démarrant le 1er avril 2000. Le régulateur estime que la concurrence est suffisamment développée pour certaines catégories de clients et qu'en conséquence, les tarifs concernant cette clientèle n'ont plus besoin d'être soumis à un plafond. Sur les autres segments du marché résidentiel, le régulateur envisage de prolonger le contrôle des tarifs d'un an. Le régulateur envisage de sortir les coûts d'approvisionnement en gaz du mécanisme de *cost passthrough*. Ofgas justifie ce changement par le fait que ce mécanisme introduit une incertitude sur le niveau du plafond de prix, incertitude qui rend difficile l'appréciation des performances de *British Gas* en termes de coûts par rapport au plafond fixé par le régulateur. De plus, les coûts d'approvisionnements sont bien connus et, bien que *British Gas* puisse renégocier ses contrats, l'ampleur de ces renégociations sera moindre par rapport à celles déjà intervenues.

Le contrôle des charges d'accès préconisé par la MMC va devenir l'enjeu d'un conflit persistant entre Transco et Ofgas. A partir de 1994, les tarifs de transport et de stockage seront soumis à des plafonds de prix.

[63] En 1999, Transco a été isolée des autres firmes intégrée dans la holding BG plc
[64] La société « British Gas » n'existe plus en tant qu'entité propre mais Centrica commercialise son gaz via ses filiales British Gas Home Enery et British Gas Services.
[65] Le tableau A2 en annexe schématise la structure actuelle des deux groupes.

Bien que ce mode de régulation tarifaire diffère de la méthode appliquée précédemment (contrôle des tarifs sur la base des coûts sans autorisation préalable), la détermination du taux de rendement de l'actif demeure un enjeu crucial[66]. De façon à ce que les divers affréteurs soient placés sur un pied d'égalité au niveau de l'accès aux capacités de transport, notamment par rapport à *Centrica*, les relations entre les affréteurs et Transco sont régies par un contrat standard, le *Network Code*, en vigueur depuis 1996. Ce contrat précise les responsabilités des affréteurs et du gestionnaire du système en matière d'équilibrage du réseau. Le *Network Code* doit permettre la réalisation de certains objectifs définis dans la condition 7 de la licence de transporteur comme l'exploitation efficace et économique du réseau, l'instauration d'une concurrence réelle entre les fournisseurs et l'incitation des fournisseurs à assurer un approvisionnement fiable aux consommateurs résidentiels. En vertu de la condition 7, seuls Transco et les affréteurs peuvent proposer des modifications de ce *Network Code* . L'Ofgas ne peut donc pas l'amender unilatéralement mais toute modification proposée par Transco et/ou les affréteurs nécessite l'accord du *DGGS (Director General of Gas Supply*, le directeur d'Ofgas).

Jusqu'en 1996, l'ouverture du marché gazier semble avoir suivi un processus continu de corrections. Après le *Gas Act* de 1986 qui s'est avéré nettement incomplet, deux textes de la MMC et un rapport de l'OFT ont été nécessaires pour mettre en place les conditions d'une concurrence effective. Ces textes ont tardé à identifier les principaux enjeux de ce processus de déréglementation, la structure verticale de *British Gas* et les tarifs d'accès au réseau. Depuis 1997, les conflits entre la firme en place et son régulateur concernent le contrôle des tarifs de transport. En ce qui concerne ce dernier point, un nouveau rapport de la MMC publié en 1997 a proposé une issue au conflit opposant Ofgas à Transco. Outre la réglementation des tarifs du transport, l'industrie gazière est également concernée par les enjeux réglementaires qui concernent l'ensemble des industries récemment déréglementées (l'eau, le gaz, l'électricité, les télécommunications) ; enjeux soulevés par le ministère de l'industrie britannique dans son livre vert de 1997.

1.4. Les enjeux réglementaires actuels

Il semblerait que les régulateurs de l'eau, du gaz, de l'électricité et des télécommunications n'aient pas assez tenu compte des intérêts des consommateurs. Les critiques adressées par certains organismes de protection des consommateurs et le sentiment qu'ils favorisent trop les actionnaires des compagnies privatisées au détriment des

[66] Nous reviendrons en détail sur ce point dans la section 3 consacrée au *price cap* applicable aux tarifs de Transco.

consommateurs ont conduit le gouvernement britannique à proposer une réforme de la régulation. Le gouvernement britannique a donc souhaité revoir l'ensemble des méthodes de régulation en vigueur au Royaume-Uni. Dans ce but, il a publié, en mai 1998, un Livre Vert (DTI, [1998]) comportant une série de propositions de réformes concernant les industries du gaz, de l'électricité, des télécommunications et de l'eau. Nous reviendrons sur les points de ce projet de réforme qui renvoient aux obstacles communs que rencontrent les processus de déréglementation de l'industrie gazière en Amérique de Nord, au Royaume Uni mais aussi en Europe Continentale. Ces problèmes ne sont pas sans conséquence dans le contrôle des segments en situation de monopole naturel.

Le Livre Vert intitulé « *A fair deal for consumers* » (DTI, [1998]) contient une série de propositions destinées à replacer la protection des consommateurs au centre des préoccupations des régulateurs britanniques. Les propositions de ce Livre Vert ont été élaborées à partir des contributions des différents régulateurs. Nous reprendrons certains points de vue exprimés par Ofgas dans sa contribution à la réforme de la régulation (Ofgas, [novembre 1997]), notamment lorsqu'ils divergent des choix effectués par le DTI. Nous avons regroupé les propositions du gouvernement qui nous ont paru essentielles en trois parties, celles qui visent à assurer une meilleure protection des consommateurs, celles qui réforment les méthodes de régulation pour une meilleure efficacité et une plus grande transparence, enfin celles qui concernent les tarifs réglementés.

1.4.1. La protection des consommateurs

1.4.1.a. Les mesures d'ordre général

Le Livre Vert se propose de redéfinir le rôle du ministre de tutelle par rapport à celui du régulateur dans le sens d'un plus grand contrôle du premier sur le second. Le gouvernement britannique semble décidé à donner aux ministres compétents dans les secteurs déréglementés un rôle d'encadrement sur l'action des régulateurs. Les ministres devront déterminer le cadre dans lequel les régulateurs agissent[67]. Cette volonté gouvernementale semble répondre au manque de légitimité reproché aux régulateurs. Bien qu'il se défende de vouloir restreindre les pouvoirs des régulateurs, le gouvernement semble vouloir orienter l'action de ces derniers de façon à ce qu'elle corresponde aux choix fondamentaux du gouvernement, notamment en matière sociale ou environnementale.

Le régulateur gazier se montre plutôt réticent à un développement de l'intervention ministérielle. Pour le Directeur Général, dépasser le cadre en vigueur actuellement nuirait à l'indépendance des régulateurs et soumettrait ces derniers à des pressions politiques par nature fluctuantes.

Une nouvelle mission principale *(primary duty*) devra être insérée dans les statuts des régulateurs (proposition 3.1). Cette mission exigera du régulateur qu'il contrôle l'industrie dont il a la charge en protégeant les intérêts des consommateurs, tout en favorisant le développement de la concurrence. Le gouvernement estime que les missions principales actuelles des régulateurs favorisent trop les actionnaires des compagnies réglementées. En effet, les régulateurs doivent veiller à la viabilité financière des compagnies qu'ils contrôlent, ce qui garantit aux investisseurs la rentabilité de leurs placements. Le chien de garde de l'industrie gazière (« *watchdog for the gas industry* » tel qu'il se définit lui-même) a fait part de son désaccord quant à l'introduction d'une mission principale de protection des consommateurs. Il s'est également opposé à l'idée selon laquelle la mission principale du régulateur, qui consiste à veiller à la viabilité financière des détenteurs de licences, orientait les actions du régulateur en faveur des actionnaires, et donc au détriment des consommateurs.

Ofgas souligne que la fiabilité de la fourniture, qui constitue un intérêt fondamental des consommateurs, dépend de la capacité des entreprises à s'équiper (surtout dans une

[67] Proposition 2.1 : les ministres établiront des orientations qui fixeront les objectifs sociaux et environnementaux du gouvernement. Ces orientations feront l'objet d'une série de consultations, dont une avec le Parlement. Les régulateurs auront comme mission subsidiaire (*secondary duty*) l'obligation de suivre ces orientations dans l'exercice de leur mandat.

industrie aussi lourde que celle du gaz naturel) et donc de la confiance des investisseurs dans ces entreprises.

1.4.1.b. La représentation des consommateurs

Le gouvernement estime que le rôle des organismes représentant les consommateurs doit être renforcé[68]. Le *Gas Consumer Council* doit, selon le ministre de l'industrie, être considéré comme un exemple pour les autres industries réglementées. En effet, ce conseil est indépendant[69] de Ofgas. Ces conseils devront représenter l'ensemble des usagers des services publics, les industriels aussi bien que les consommateurs résidentiels. Ils auront à traiter les plaintes auxquelles les compagnies n'auront pas su apporter de réponse satisfaisante. Ofgas envisage favorablement la création d'un conseil de consommateurs unique et indépendant pour les usagers du gaz et de l'électricité.

1.4.1.c. Les consommateurs à faibles revenus

Même si le gaz et l'électricité peuvent être qualifiés de biens de première nécessité, le gouvernement britannique considère qu'il n'est pas opportun d'interdire la coupure en cas de non-paiement. Une telle interdiction introduirait un biais dans l'émergence de la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité. Une interdiction de coupure généralisée à tous les fournisseurs inciterait certains usagers à ne plus payer leur facture. Une autre solution consiste à soumettre un fournisseur (l'ancien monopole ou un nouveau fournisseur) à une obligation de service qui le contraigne à fournir les clients refusés par les autres fournisseurs (service universel). Se pose alors la question de la contrepartie de cette obligation : qui du régulateur, des clients ou des autres fournisseurs devraient indemniser le fournisseur soumis à une telle obligation. Craignant qu'une obligation de ce type ne vienne perturber le jeu de la concurrence entre les fournisseurs, le gouvernement préfère, actuellement, laisser tous les fournisseurs libres d'interrompre les clients en cas de non-paiement.

Le problème des clients à faibles revenus ou « mauvais payeur » constitue une des pierres d'achoppement du processus d'ouverture des réseaux de distribution locaux aux Etats-

[68] Proposition 3.2 : Tous les organismes représentant les consommateurs disposeront de statuts particuliers comme le *Gas Consumer Council*.
[69] Indépendance signifie ici que ses membres ne sont pas désignés par le régulateur, comme c'est le cas, par exemple, pour l'électricité [Ofgas, novembre 1997].

Unis[70]. Il ne semble toujours pas réglé de manière définitive en Grande-Bretagne. Une des méthodes appliquées outre-Manche pour sortir de ce problème est celle des compteurs à pré-paiement. Si un client d'un fournisseur n'honore pas sa facture de gaz, ce dernier est en droit de lui installer un compteur à pré-paiement. Ce type de compteur n'autorise l'arrivée du gaz que s'il est régulièrement crédité par l'usager. Le gaz est ainsi payé avant d'être consommé. Il apparaît qu'aujourd'hui les clients avec un compteur à pré-paiement (*Pre Payment Meter - PPM*) paient généralement plus cher leur gaz et leur électricité que ceux qui paient par débit direct (*direct debit*) ou tous les trimestres (*quarterly credit*). Le coût élevé de ce type de compteurs expliquerait la surcharge payée par ces clients. Ce sont généralement les ménages les plus pauvres qui sont contraints d'opter pour les PPM, ce qui soulève un évident problème d'équité.

Les régulateurs du gaz et de l'électricité, en association avec les compagnies régulées, sont chargés d'élaborer un plan d'action[71] qui remplisse les objectifs définis par le DTI :

- la réduction des coûts liés aux compteurs PPM ;
- l'augmentation des choix en matière de tarifs et de modes de paiement proposés aux consommateurs désavantagés (pour ne plus les inciter ou les contraindre au pré-paiement) ;
- la mise en place de procédures claires d'interruption pour les clients dotés de compteurs à pré-paiement ;
- un contrôle strict pour éviter que la concurrence au niveau de la fourniture de détail ne favorise pas un groupe de clientèle au détriment d'un autre.

Si ce plan ne porte par de résultats significatifs, le gouvernement étudie l'opportunité d'introduire une " charge de différentiel " (*differential charge*) prélevée par les transporteurs sur les fournisseurs (*suppliers*) afin d'alléger le coût des compteurs à pré-paiement pour les ménages défavorisés. Conformément aux attentes du gouvernement, Ofgas a formé un groupe

[70] Cf. Chapitre 1

[71] Proposition 5.1 : Les régulateurs du gaz et de l'électricité, en association avec les compagnies régulées, devront préparer un plan d'actions conforme aux objectifs mentionnés ci-dessus. Au cours de l'élaboration de ce plan, les régulateurs consulteront les représentants des consommateurs. En plus des points d'action identifiés par le plan, le gouvernement étudie l'opportunité de légiférer sur l'introduction d'une " charge de différentiel " (*differential charge*) prélevée par les transporteurs sur les fournisseurs (suppliers) afin d'alléger le coût des compteurs à pré-paiement pour les ménages défavorisés. Les régulateurs devront donner leur avis sur la mise en œuvre de ces charges et sur leur niveau. Le plan d'action devra prévoir des normes grâce auxquelles les progrès dans l'assistance aux clients défavorisés pourront être évalués. Dans cette optique, un calendrier avec des étapes clairement définies pour les 5 prochaines années devra être établi.
Conclusion 5.1 : Le gouvernement a pris acte des mesures prévues par les régulateurs et les compagnies du gaz et de l'électricité en faveur des consommateurs défavorisés. Il compte sur la mise en concurrence du comptage pour aboutir à des services moins chers et de meilleure qualité. Il mettra en place la « charge de différentiel » si les prochains développements

de travail chargé d'étudier le cas des usagers dotés de compteurs à pré-paiement. Les premiers résultats de ce groupe montrent que, si les clients PPM ont pu bénéficier de réductions sur leur facture allant jusqu'à 10% de leur facture annuelle en changeant de fournisseur, les autres clients ont pu profiter de rabais allant jusqu'à 20%.

La recherche d'une plus grande équité a par ailleurs conduit le régulateur gazier à modifier sa formule de contrôle sur les tarifs de fourniture de gaz. L'introduction de plafonds distincts pour les différents tarifs de British Gas sur le marché réglementé[72] a permis d'éviter que des baisses de tarifs pour une certaine partie de la clientèle ne soient compensées par des hausses sur les autres, technique autorisée par l'ancienne formule de plafond global. Enfin, Ofgas souligne que les licences de fournisseurs contiennent déjà des clauses strictes pour leur détenteur concernant le traitement des clients handicapés, des malades chroniques et de ceux qui ont des difficultés de paiement.

1.4.2. La transparence

L'accent mis par le gouvernement en matière d'information porte d'une part sur l'activité des régulateurs eux-mêmes et d'autre part sur les entreprises réglementées. Le DTI prévoit l'instauration d'un code de conduite[73] à l'attention des régulateurs.

Concernant les informations émanant des compagnies réglementées détenues par les régulateurs, ces derniers pourront la diffuser dans l'intérêt des consommateurs, c'est à dire s'ils estiment qu'elles sont utiles aux consommateurs actuels ou potentiels. Les compagnies pourront s'opposer à la divulgation d'informations les concernant si cela leur porte un préjudice grave (*substantial harm*). Les notions de « préjudice grave » et « d'intérêt des consommateurs » sont sujettes à interprétation de la part des régulateurs qui sont invités à coordonner leurs réflexions sur ces sujets[74]. Ofgas se déclarait frustré par la réglementation en vigueur qui contraignait le régulateur à apporter la preuve de l'absence de préjudice lié à la publication des informations concernant les compagnies régulées. Il accueille donc favorablement le renversement de la charge de la preuve contenu dans cette proposition.

---

des marchés du gaz et de l'électricité ne conduisent pas à une répartition plus équitable des fruits de la libéralisation envers les consommateurs défavorisés.

[72] Qui aujourd'hui n'existe plus (cf. 1.3.5.c).

[73] Proposition 7.3 : Chaque régulateur sera soumis à une obligation statutaire qui prévoira la publication et le respect par le régulateur d'un code de conduite précisant ses méthodes de consultations et de prises de décision.
Conclusion 7.3 : Le gouvernement confirme la création de ce code de conduite. Ce dernier devrait inclure les mesures à prendre par le régulateur lorsque son industrie passe du stade pré-concurrentiel à une concurrence effective.

[74] Comme les y oblige une de leurs nouvelles missions statutaires qui prévoit une réflexion commune sur des thèmes transversaux aux différents secteurs réglementés.

1.4.3. Les tarifs réglementés

La réglementation actuelle des tarifs pratiqués par les compagnies régulées au Royaume Uni par la formule[75] RPI-X pose le problème de la correction des erreurs d'appréciation du régulateur lors de la fixation du plafond initial à chaque révision (tous les 5 ans pour le gaz). En effet, le niveau initial du plafond est fixé selon les hypothèses du régulateur sur les profits futurs de l'entreprise. Autrement dit, le régulateur anticipe les volumes traités par l'entreprise et le niveau de ses coûts pour déterminer le plafond initial. Si le régulateur commet des erreurs dans ses évaluations, la compagnie va bénéficier de profits injustifiés tandis que les consommateurs seront pénalisés par des prix anormalement élevés.

L'introduction de mécanismes de correction (*Error Correction Mechanisms*) dans la formule de *price cap* permet de rétablir, entre deux révisions de plafond, l'équilibre en faveur des consommateurs. Il s'agit en fait d'introduire une dose de réglementation par le taux de rendement dans la formule en vigueur actuellement sans remette en cause les vertus incitatives du *price cap*. En effet les mécanismes de correction visent à infléchir la trajectoire des prix plafonds par rapport à l'évolution réelle des coûts. Ces mécanismes prévoient qu'une partie des profits enregistrés par la compagnie réglementée est retournée vers les consommateurs sous la forme de baisses tarifaires pendant la période de contrôle[76]. Le réajustement s'effectue par une correction de plafond d'une année sur l'autre. Les profits de nombreuses compagnies régulées ayant été jugés excessifs, le gouvernement souhaite revoir la formule tarifaire appliquée par les régulateurs sans toutefois revenir sur le principe du *price cap*.

Le gouvernement estime qu'il est du devoir des régulateurs de distinguer la part des profits[77] issue des efforts consentis par la compagnie de ceux provenant de facteurs exogènes. Les compagnies régulées doivent pouvoir conserver les profits générés par des gains d'efficacité. Par contre, les profits issus de facteurs extérieurs[78] doivent être redistribués aux consommateurs. Les régulateurs devront justifier toute décision dans le domaine de la

[75] RPI : *Retail Price Index*, indice d'évolution des prix de détail ; X : facteur correctif destiné à prendre en compte les gains de productivité de la compagnie régulée.
[76] Cf. Section 2 pour une présentation détaillée de la formule de price cap applicable au transport du gaz naturel au Royaume Uni.
[77] Surprofits signifiant les profits qui excèdent ceux que le régulateur admet pour la compagnie lors de la détermination des plafonds de la période de contrôle.
[78] Parmi ces facteurs extérieurs le gouvernement comprend la fourniture délibérée d'informations erronées au régulateur lors de la mise en place du *price cap.*

tarification, y compris celle qui consiste à s'en tenir uniquement à la formule RPI-X[79], par rapport à l'objectif d'équité qu'implique la nouvelle fonction principale de protection des consommateurs.

Ofgas a accueilli avec soulagement la volonté du gouvernement de ne pas légiférer sur le contrôle des prix des compagnies de service public car il considère qu'inscrire dans la loi une formule de fixation des tarifs priverait les régulateurs d'une marge de manœuvre indispensable pour réguler des industries en pleine mutation.

1.4.4. La fusion Ofgas - Offer

Comme nous avons eu l'occasion de le montrer en introduction, le gaz joue un rôle important et croissant dans la production d'électricité au Royaume Uni. Outre cette part croissante du gaz dans la génération électrique, l'émergence de compagnies intervenant dans les deux énergies constitue un deuxième facteur expliquant la volonté du gouvernement britannique d'opter pour un régulateur unique. Ces deux aspects de la convergence peuvent être complétés par un troisième : l'émergence à terme d'un marché de la BTU telle qu'elle est pressentie en Amérique du Nord. En France, il a récemment été décidé qu'il n'y aurait qu'un régulateur pour l'électricité et le gaz naturel bien que l'intégration entre le marché du gaz et de l'électricité soit assez faible puisque la production électrique française provient presque exclusivement de centrales nucléaires

Le mandat du très controversé directeur de Ofgas, C. SPOTTISWOOD, s'est achevé en octobre 1998 (UK Gas Report [mai 1998]). Son successeur C. Mc CARTHY a pris la direction de l'Ofgas et de l'Offer (*Office of Electricity Regulation*). Dès que la décision de fusion fut prise, l'ancien directeur de Offer, le professeur S. LITTLECHILD[80], a annoncé qu'il écourterait son mandat pour faciliter la transition vers un régulateur unique. Le DTI propose en outre le passage d'un régulateur personnifié par le Directeur à une régulation collégiale[81].

La fusion entre Ofgas et Offer implique une réforme des régimes juridiques propres à ces deux secteurs[82]. Actuellement, les disparités entre ces deux régimes sont nombreuses, d'une part en raison de la différence de nature entre ces deux énergies et d'autre part en raison

[79] C'est à dire à ne corriger les erreurs qu'à l'occasion des révisions de plafond, tous les 5 ans.
[80] LITTLECHILD a joué rôle essentiel dans l'évolution des pratiques réglementaires britanniques tant sur le plan théorique que sur le plan pratique.
[81] Proposition 7.1 : Pour éviter les risques inhérents à la concentration des pouvoirs de régulation sur une seule personne, le gouvernement souhaite réformer le système actuel basé sur le Directeur de l'organe de régulation.
Conclusion 7.1 : Pour l'énergie et les télécommunications, le régulateur sera remplacé par un conseil d'administration réduit (*executive board*) composé d'un président et de deux autres membres nommés par le ministre de l'industrie.
[82] Pour le détail des aménagements voir « The future of Gas and Electricity Regulation - Consistency between Gas and Electricity Regulation » (DTI, [1998])

de la différence de structure qui oppose ces deux marchés. Cependant, le ministère estime que ces deux motifs n'expliquent pas l'ensemble des disparités juridiques et qu'il est nécessaire de procéder à certains aménagements pour harmoniser ces deux régimes. Les statuts d'Offer prévoient par exemple des missions qui n'apparaissent pas dans ceux d'Ofgas. Il s'agit de missions concernant la protection des usagers ruraux, l'incitation des détenteurs de licences à la recherche et au développement et la santé des employés du secteur. Après s'être interrogé sur l'opportunité de créer des licences uniques pour le gaz et l'électricité, ce qui peut paraître comme une étape logique après la fusion des régulateurs, le gouvernement a abandonné cette idée. De telles licences supplanteraient les licences actuellement en vigueur sans que cela soit nécessaire, de plus elles impliqueraient une lourdeur administrative supplémentaire injustifiée pour les entreprises ne souhaitant intervenir que sur un secteur.

Les licences[83] du secteur électrique sont délivrées directement par le Ministre de l'industrie. Le ministre délègue son autorité au régulateur[84] en définissant les conditions à respecter pour l'octroi de la licence. Théoriquement, ces conditions peuvent varier, cependant, depuis la privatisation, elles sont restées identiques. Dans le cas du gaz naturel, c'est le régulateur qui remet les licences, ces dernières devant respecter les conditions générales (*standard conditions*) définies par le ministre. Il peut ajouter d'autres conditions mais la modification des conditions générales implique l'accord d'une proportion importante des détenteurs de la licence concernée[85]. Dans la pratique, il n'y a que peu de différences entre le régime du gaz et celui de l'électricité, si ce n'est, pour ce dernier, le pouvoir placé dans les mains du ministre d'octroyer une licence directement. Le marché électrique est suffisamment ouvert pour que l'intervention du ministre via l'octroi de licences ne soit plus nécessaire. De plus, afin d'éviter qu'un demandeur ne « court-circuite » le régulateur en demandant une licence au ministre, le gouvernement souhaite aligner le régime de l'électricité sur celui du gaz.

Les modifications de licence du secteur électrique par le régulateur exigent que l'ensemble des acteurs concernés soient d'accord. Dans le cas du gaz, le respect d'une fraction de 90% (des licenciés et du volume de gaz) est suffisant. Dans la mesure où le régulateur unique devra modifier les licences, le gouvernement a invité l'ensemble des acteurs

[83] Elles sont au nombre de cinq, une pour chacune de ces activités : production, production nucléaire, fourniture publique (*public electricity supply*) qui comprend la distribution et la vente « au détail » (activités des *Regional Electricity Companies* - REC) et fourniture par un tiers (*second-tier supply*) c'est à dire la vente par des compagnies autres que les REC).
[84] Le régulateur ne peut délivrer des licences qu'avec l'accord du Ministre ou alors lorsqu'il en a reçu l'autorité par délégation (DTI, [1998]).
[85] Plus précisément, 90% des licenciés doivent accepter la modification ainsi que les licenciés représentant 90% du marché concerné (transport, affrètement, fourniture).

concernés à fournir leur avis sur le régime le plus approprié. Une des solutions envisagée par le ministère est un « régime gazier amélioré » (*enhanced gas model*). Ce modèle fonctionnerait sur la base de minorités de blocage. Ces minorités pourraient être définies selon un pourcentage d'acteurs ou un pourcentage de volume, ou bien encore, selon le type de décision l'une ou l'autre des méthodes serait retenue[86]. Comme alternative à ce modèle, le gouvernement envisage un modèle qualitatif où tous les licenciés concernés par une mesure seraient interrogés sur une réforme. En cas de refus motivé, le régulateur pourra, selon son appréciation des objections, achever ou abandonner sa réforme.

1.5. Bilan de la déréglementation gazière britannique

Le cadre réglementaire gazier britannique ne cesse d'évoluer : révision des missions et des pouvoirs du régulateur, fusion avec Offer, etc. Après que son rôle ait été défini avec difficulté (1986-1996), le régulateur gazier britannique doit maintenant s'adapter à l'évolution du contexte dans lequel se situe l'industrie gazière, évolution caractérisée notamment par la convergence des marchés énergétiques et les problèmes liés au devenir des missions de service public.

La déréglementation de l'industrie gazière britannique semble avoir suivi un processus symétriquement opposé à celui de la déréglementation américaine qui paraît avoir été plus lent mais plus pragmatique et plus progressif. A cet égard, la déréglementation gazière britannique semble avoir été décidée sans que les questions fondamentales inhérentes à l'ouverture de cette industrie de réseau n'aient été résolues. Le développement de la concurrence s'est heurté au comportement anticoncurrentiel de *British Gas* qui aurait pu être évité si la séparation des activités de transport et de stockage et la définition d'un mode de contrôle des charges d'accès au réseau avaient précédé l'ouverture du marché. Ces mesures auraient peut-être évité au régulateur d'avoir recours à la fixation de la part de marché de *British Gas*. L'instabilité réglementaire qui a caractérisé les années 1986-1993 a probablement été un frein à l'entrée de concurrents sur le marché.

La stratégie du refus systématique menée par *British Gas* durant les premières années de la déréglementation ne fut peut–être pas optimale. Un comportement un peu plus coopératif lui aurait peut-être permis d'éviter des mesures aussi draconiennes que la réduction de sa part de marché et de bénéficier d'une formule de contrôle de ses tarifs sur le marché non

[86] Par exemple, si le marché résidentiel est concerné par une réforme, la minorité de blocage sera calculée à partir du nombre de licenciés. A l'opposé, si c'est le secteur industriel qui est concerné, il sera plus pertinent de définir la minorité de blocage à partir des volumes traités par les licenciés.

réglementé moins stricte. Aujourd'hui, Transco semble décidé à perpétuer la tradition de conflit systématique initiée par *British Gas* puisque les négociations concernant la formule de contrôle des tarifs du transport et du stockage pour la période 1997-2002 n'ont pas abouti. Ces pourparlers entamés en 1996 se sont soldés une nouvelle fois par l'intervention de la MMC et la formule n'a été finalement mise en place qu'en 1998.

Section 2 Le *price cap* appliqué au transport du gaz en Grande-Bretagne

Le 29 mai 1997, la MMC a rendu son rapport à Ofgas concernant la nouvelle formule tarifaire applicable aux activités de transport et de stockage de BG plc avant de le rendre public le 18 juin. Sur la base de ces conclusions, Ofgas a établi en juillet 1997 un document de consultation (Ofgas, [juillet 1997]) contenant ses propositions de modification de la licence de Transporteur. Après avoir reçu et pris en compte les propositions des participants à la consultation (*British Gas* et les autres affréteurs, Transco), le régulateur gazier a publié en octobre 1997 (Ofgas, [octobre 1997]) un document retraçant les modifications qu'il comptait apporter à la licence de Transporteur pour mettre en place les nouvelles formules de *price cap* applicables aux activités de transport et de stockage de Transco. Ces modifications sont reprises dans un document final de février 1998 (Ofgas, [février 1998]). Dans ce document, Ofgas propose une formule de *price cap* applicable aux tarifs de stockage et une formule valable pour les tarifs de transport. Notre intérêt portant sur les tarifs de transport, nous allons dans un premier paragraphe présenter brièvement les différents tarifs pratiqués par Transco en 1999 afin de dégager les caractéristiques de la tarification du transport gazier britannique. Une fois ces tarifs présentés, nous expliciterons la méthode utilisée par le régulateur pour déterminer le plafond que ces tarifs doivent respecter. Enfin, dans un troisième paragraphe, nous présenterons la formule instaurée par Ofgas pour la période allant d'avril 1997 à mars 2002. Nous reviendrons sur les éléments du conflit et tenterons de comparer à l'aide de simulations chiffrées les principales alternatives dont disposait le régulateur.

2.1. Les tarifs de transport

2.1.1. La structure des tarifs

Dans les tarifs de Transco, les opérations nécessaires à l'acheminement du gaz sont décomposées en trois parties :

- le transport sur le réseau de transport national, le *National Transmission System* - NTS) ;
- la distribution dans les zones locales de distribution (le local distribution zone - LDZ) ;
- les services à la clientèle.

Transco répartit ses coûts sur ces trois types d'activités selon une méthode baptisée ABC (*Activity Based Costing*). Deux catégories de clients acquittent ce tarif en trois parties : les clients fermes et les clients interruptibles. Les clients fermes paient un tarif pour l'utilisation des réseaux NTS et LDZ qui comprend des frais « de réservation » (*capacity charges*) et des frais variables d'utilisation du réseau (*commodity charges*).

2.1.1.a. La National Transmission System

Le NTS est un réseau dans lequel la pression peut aller jusqu'à 85 bars qui achemine le gaz des points d'entrée[87] du réseau jusqu'aux points de sorties qui peuvent être :

- un réseau local de distribution (LDZ) ;
- un autre réseau (par exemple Interconnector) ;
- un site de stockage ;
- un gros consommateur (*large users*).

Les coûts alloués par la méthode ABC au réseau NTS sont récupérés de la façon suivante : 65% sur la part capacité (réservation) et 35% sur la part commodité (usage).

- La tarification de la capacité sur le NTS

L'élément capacité du tarif NTS se décompose en frais d'entrée et frais de sortie. Les frais de sortie varient selon la zone[88] où se trouve le point de sortie du gaz. Ces frais sont calculés sur la base du coût marginal en développement, c'est à dire le coût marginal de long terme permettant au réseau de servir une demande croissante.

Les capacités peuvent se réserver sur une base mensuelle ou sur une base quotidienne. La réservation de capacité pour un mois s'effectue par une mise aux enchères pour les 6 principaux terminaux[89] gaziers. Pour chaque terminal, la capacité est attribuée en fonction des offres de prix décroissantes jusqu'à ce que l'ensemble de la capacité soit alloué ou que l'ensemble des offres ait été servi. Il existe une enchère minimale pour chaque terminal (Transco [1999]). Le prix payé par un affréteur retenu est le montant de son enchère. Si l'ensemble de la capacité n'a pas été enlevée à la fin des enchères, c'est à dire 3 jours avant le début du mois, la capacité résiduelle est proposée selon le principe du « premier arrivé, premier servi ». Le prix de cette capacité est égal à la moyenne de la première moitié des

[87] St Fergus, Barrow, Teeside , Theddlethorpe, Easington inc. Rough et Bacton
[88] Les tarifs publiés par Transco [Transco, 1999] répertorient 33 zones de sortie.
[89] En ce qui concerne les autres terminaux, le tarif est fixe et varie selon les zones.

enchères classées selon des volumes décroissants. La capacité que les affréteurs peuvent réserver pour un jour (égale à la capacité totale du terminal moins la capacité réservée pour le mois) est également allouée aux enchères. Contrairement aux réservations mensuelle, un affréteur qui reçoit une capacité journalière paie l'enchère minimale acceptée ce jour-là par Transco et non l'enchère qu'il a proposée.

- La tarification de la commodité sur le NTS

Cette partie ne prend pas en considération le point d'entrée ni le point de sortie, elle est fixée à 0.0159 p/kWh pour 1999 (Transco [1999]).

- La tarification alternative de la commodité sur le NTS

Un affréteur dont le point de livraison est situé près d'un point d'entrée peut avoir intérêt à opter pour ce mode de tarification de la commodité dans la mesure où ce tarif varie en fonction de la distance[90]. Il existe d'autres frais pris en considération au niveau du NTS comme les frais de compression ou les frais d'équilibrage[91] que nous ne détaillerons pas ici.

2.1.1.b. Le réseau des LDZ

Chaque LDZ comprend :

- un réseau de transport local (pression maximale : 38 bars) ;
- un réseau de distribution composé de trois segments selon les niveaux de pressions (intermédiaire : 2 à 7 bars, moyen : 75 millibars à 2 bars et petit : inférieur à 75 millibars)

Le tarif de la capacité qui se réserve quotidiennement sur les réseau des LDZ est une fonction décroissante du volume réservé. Jusqu'à 73 200 kWh annuels, le prix du kWh transporté par jour est fixe (0,0566 p/kWh par jour en 1999). Entre 73 200 kWh et 97 152 962 kWh annuels, une formule décroissante[92] par rapport au volume réservé, au delà de 97 152 962 kWh annuels, le prix est de nouveau fixe (0,0094 p/kWh par jour en 1999). Le fait que le tarif soit à nouveau constant à partir d'un certain seuil évite que les affréteurs ne soient incités à réserver un volume excessif par rapport à leur besoin dans le seul but de bénéficier de la décroissance du tarif. Le tarif de la commodité fonctionne selon le même mécanisme que le tarif de la capacité. Les seuils sont légèrement différents[93].

[90] La formule exacte qui fait intervenir la distance entre le point d'entrée et le point de sortie ainsi que la capacité utilisée est détaillée dans les tarifs publiés de Transco, *Transportation charges* (Transco [1999]).
[91] Les affréteurs intervenant dans le cadre du Network Code ne paient pas de frais d'équilibrage. Ils peuvent payer des frais de déséquilibre comme nous le verrons dans la partie réservée à la facturation.
[92] Pour 1999, la formule appliquée par Transco est la suivante : 0.1317-0.0240.ln[ln(V)] p/kWh par jour
[93] Pour plus de détails, cf. Transco [1999].

2.1.1.c. Les services à la clientèle

Pour les affréteurs intervenant sur le réseau dans le cadre du *Network Code*, les frais liés au service à la clientèle comprennent une partie capacité et une partie commodité dont le montant varie par tranches selon le volume annuel acheminé. Les affréteurs dont le contrat avec Transco est antérieur au *Network Code* paient un supplément fixe annuel par site approvisionné.

Le plafond de prix porte sur le montant perçu par unité de gaz transporté via la facturation de ces trois activités (transport sur NTS, transport et distribution dans les LDZ et les services annexes à la clientèle). Outre ces trois services, Transco facture aux affréteurs des pénalités en cas de déséquilibres.

2.1.2. L'obtention de la capacité

Les clients de Transco réservent leur capacité sur le réseau de Transco ou interviennent sur le marché secondaire de la capacité.

2.1.2.a. La réservation de capacité

Il existe aujourd'hui une soixantaine de fournisseurs qui sont affréteurs[94] pour la plupart. Chaque affréteur doit présenter le portefeuille qui regroupe les clients du fournisseur auquel il est lié à Transco. Sur la base de leur portefeuille de consommation, les affréteurs doivent réserver 3 types de capacités mensuelles sur le réseau de Transco, une capacité en entrée (*entry capacity*) sur le réseau à haute pression(NTS), une capacité en sortie (*exit capacity*) sur le réseau haute pression et une capacité sur le réseau local de distribution (*Local Distribution Zone capacity*). Les affréteurs sont responsables de la réservation de capacité de sortie pour leurs clients finals relevés quotidiennement (*Daily Metered Customers* - DM). Pour les autres clients, non relevés quotidiennement, Transco assigne automatiquement à chaque affréteur les capacités de sortie sur le réseau haute pression et les capacités sur le réseau des LDZ nécessaires pour servir leur portefeuille de clientèle. Chaque affréteur est responsable des capacités en entrée qu'il réserve auprès de Transco pour pouvoir servir son portefeuille de clientèle. Des dépassements de capacité en entrée ou en sortie du NTS entraînent des pénalités calculées chaque année. Le dépassement de capacité sur le réseau LDZ implique une révision de la facture pour l'année concernée en fonction de la capacité

[94] Les détenteurs d'une licence d'affréteur sont censés accepter le *Network Code* en ayant compris l'ensemble des procédures décrites dans ce document. Ils doivent également être capables d'utiliser le système informatique par lequel les réservations et les échanges de capacité s'effectuent.

maximale réellement utilisée. La partie « capacité » du tarif appliqué à l'affréteur est recalculée sur la base de cette demande de pointe effectivement constatée. Finalement, la facture de l'affréteur est calculée comme s'il avait, de sa propre initiative, réservé la capacité nécessaire à la satisfaction de sa demande de pointe.

2.1.2.b. Le marché secondaire de la capacité de transport

Les affréteurs peuvent acheter ou vendre des capacités d'entrée et de sortie ainsi que des capacités de stockage. Le marché secondaire de capacité de transport fonctionne de la façon suivante :

- un affréteur disposant d'un excédent de capacité va s'afficher sur le système informatique comme offreur en stipulant la quantité, la localisation des points d'entrée, la durée de disponibilité et bien évidemment le prix par kWh ;

- un affréteur à la recherche de capacité consulte les offres disponibles affichées par le système informatique ; si une offre correspond à ses besoins, il peut offrir un prix et préciser la durée et le volume qui l'intéressent ;

- l'offreur sélectionne l'enchère la plus intéressante pour lui (par rapport au produit de la quantité par la durée et par le prix).

Avec ce mécanisme, Transco n'intervient nullement dans les transactions. Il reste en relation avec le premier acquéreur de la capacité.

2.1.3. L'équilibrage du réseau par Transco

2.1.3.a. Le mécanisme

L'équilibrage est un mécanisme qui commence la veille de la journée de transport.

- **Les opérations intervenant la veille de la journée de transport**

Un jour[95] avant le transport effectif du gaz, les affréteurs doivent informer Transco de leurs nominations, c'est à dire des quantités de gaz qu'ils comptent faire transiter dans le réseau le lendemain. Ces nominations concernent :

[95] Avant 18H la veille du jour de transport effectif du gaz.

- les entrées de gaz considérées au *National Balancing Point*[96] (NBP) qui regroupent deux types de capacités : les quantités qui vont pénétrer aux différents points d'entrée du NTS et les quantités qui vont être soutirées des sites de stockage ;
- les sorties de gaz au NBP qui regroupent : les quantités de gaz qui vont être enlevées aux différents points de sortie du NTS et les quantités de gaz qui vont être stockées.
- les échanges au NBP : le *Gas Trading*.

Grâce au *Gas Trading* les affréteurs peuvent s'échanger du gaz pour équilibrer leur solde entrée/sortie sur le réseau[97]. Ces échanges sont nominatifs et centralisés sur un système informatique pour que les affréteurs corrigent leurs nominations pour les faire correspondre à leur nouvelle situation. Leur nombre par affréteur est limité et chaque transaction ne concerne que deux affréteurs (ce qui interdit les échanges en cascade). La Figure 2-2 ci-dessous illustre les relations entre Transco et deux affréteurs la veille de la journée de transport.

Pour les sites dont les compteurs sont lus quotidiennement, les sites DM (*Daily Metered* DM), les affréteurs sont responsables de leurs nominations en sortie tandis que pour les sites NDM (*Non Daily Metered*) qui sont relevés à intervalles plus larges, Transco décide des nominations pour les affréteurs. Il effectue des prévisions de consommation par site calculées sur des données historiques. Il déduit de ces prévisions les nominations de chaque affréteur en fonction de la part de marché de ces derniers.

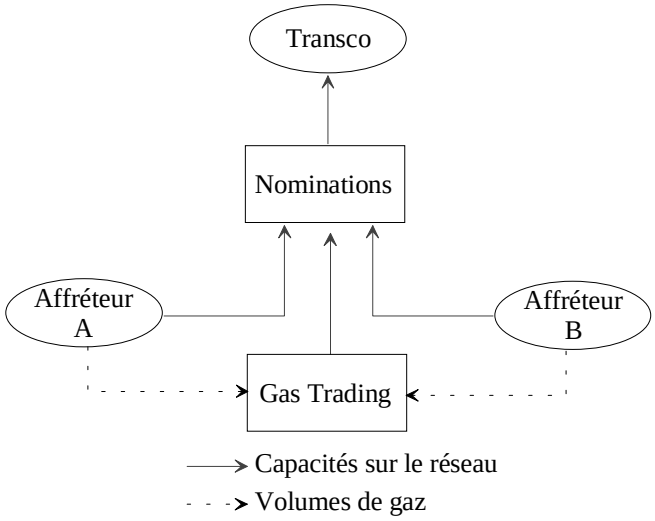
Le déroulement chronologique est le suivant :

- l'affréteur informe Transco de ses nominations en sortie sur les points DM ;
- Transco planifie la demande totale en fonction des données météorologiques ;
- il en déduit la demande prévue aux points de sortie NDM qu'il transmet à l'affréteur ;
- l'affréteur réserve ses injections et soutirages aux sites de stockage ;
- il effectue ces nominations en entrée aux terminaux du réseau.

[96] Le NBP est un point virtuel grâce auquel Transco calcule l'équilibre entrée/sortie de chaque affréteur.
[97] Exemple : un affréteur A disposant d'une nomination de 500 en entrée mais seulement de 300 en sortie vendra 200 de gaz à un affréteur B qui aura une nomination en entrée de 100 mais une sortie de 300.

En fonction du rapport entre ses nominations en entrée et en sortie, chaque affréteur va éventuellement échanger du gaz avec les autres affréteurs via le *Gas Trading* pour équilibrer sa position. Transco peut être amené à refuser certaines nominations, il informe alors les affréteurs concernés qui ont jusqu'à 17h00, heure de clôture des nominations, pour revoir leur position.

Figure 2-2 Relations entre les affréteurs et Transco avant la journée de transport



- **Les instruments**

Transco dispose de 4 moyens pour équilibrer le réseau.

Les renominations

Un affréteur peut demander une correction de sa nomination (renomination) (qui sera comprise entre 18h00 la veille et 4h00 le jour même) s'il anticipe des changements importants à ses points d'entrée ou de sortie DM. Transco peut instaurer une période de renomination si ses estimations concernant les points NDM changent, en cas de brusques variations climatiques par exemple.

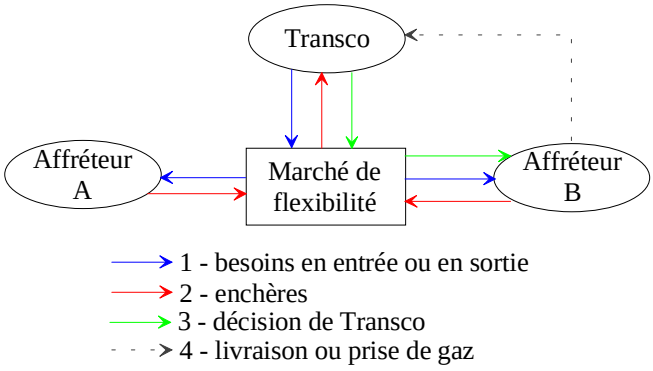
Le marché de flexibilité

Transco informe les affréteurs de ses besoins en entrée ou en sortie sur le système. Les affréteurs font des offres (*flexibility bid*) de vente ou d'achat sur le système informatique qui les centralise de façon anonyme jusqu'à 18h en j-1. Chaque offre précise la quantité de gaz, l'énergie associée (valeur calorifique), le point de prise ou de livraison et le prix par kWh.

Transco choisit la meilleure enchère c'est à dire le prix le plus bas lorsqu'il est acheteur et le prix le plus haut lorsqu'il est vendeur de gaz. L'affréteur dont l'enchère a été retenue doit corriger ses nominations pour prendre en compte le gaz fourni ou acheté à

Transco. Dans le cas d'un achat de gaz par Transco, l'affréteur peut demander à ses fournisseurs des volumes supplémentaires ou effacer des clients interruptibles. Dans le cas d'une vente de gaz par Transco, l'affréteur peut chercher un client susceptible d'absorber des volumes supplémentaires ou réduire ses achats auprès de ses fournisseurs. Les versements en crédit ou en débit issus du marché de flexibilité interviennent en fin de mois.

Figure 2-3 Fonctionnement du marché de flexibilité



Les prix du marché de flexibilité servent de référence au mécanisme de liquidation (*cash out*) qui vient solder chaque jour la position de chaque affréteur sur le réseau après la journée de transport. Transco dresse le bilan des entrées et sorties de gaz sur son réseau pour chaque affréteur. Le solde de ce bilan sera liquidé par un prix calculé sur la base des échanges intervenus sur le marché de flexibilité dans la journée. Deux prix de liquidation sont ainsi calculés, le SAP (*System Average Price*) et le SMP (*System Marginal Price*). Le SAP est le prix moyen pondéré par les volumes auquel le gaz s'est échangé sur le marché de flexibilité. Le *SMP Buy* est le prix d'achat retenu par Transco le plus élevé sur le marché de la flexibilité; *SMP Sell* est le prix de vente le plus bas retenu par Transco. S'il n'y a pas eu d'offre ce jour-là, le *SMP Buy* et le *SMP Sell* sont égaux au SAP. Le marché de flexibilité est un mécanisme par lequel Transco vise l'équilibrage global de son réseau en proposant quotidiennement des volumes de gaz à l'achat ou la vente aux affréteurs. Chaque mois, la position de chaque affréteur est soldée par Transco et ce solde peut entraîner un paiement ou un versement. Finalement, les prix issus du marché de flexibilité chaque jour servent à déterminer le montant des flux financiers entre Transco et les affréteurs au titre de leur intervention sur ce marché et à calculer le montant des pénalités payées par les affréteurs lorsqu'ils ne respectent pas leur nomination.

L'interruption

Transco est autorisé à interrompre la fourniture de certains sites pour 2 raisons : soit une contrainte de transport en un point précis du réseau, soit l'épuisement des stockages de pointe menaçant la sécurité d'approvisionnement pour le reste de l'hiver. Le choix des sites à interrompre est déterminé par la situation physique du réseau. Néanmoins, Transco doit s'efforcer d'être équitable entre les affréteurs dans ses interruptions.

Les marges d'exploitation (operating margins)

Transco peut avoir recours au gaz stocké dans les sites prévus à cet effet ou dans son propre réseau (*linepack*). Transco peut également utiliser certains services de stockage GNL pour équilibrer son réseau. Plus de 90% des interventions d'équilibrage menées par Transco passent par le marché de flexibilité.

2.1.3.b. Les limites du système actuel

Ofgas a lancé, en 1997, une série d'études et de consultations sur la réforme du système d'équilibrage en vigueur depuis 1996. L'élément central de cette réforme proposée par Ofgas est l'introduction d'un marché quotidien (*on-the-day-market*) du gaz auquel participeraient les affréteurs pour équilibrer leur position sur le réseau de Transco. Ce marché mis en place en avril 2000 est venu compléter le mécanisme de flexibilité en vigueur actuellement. Trois limites au système actuel ont conduit Ofgas à proposer cette réforme.

i. Les interventions d'équilibrage tardives de Transco

Transco peut être amené à intervenir tardivement sur le marché de flexibilité. Dès lors, ses offres risquent de ne susciter que peu d'enchères de la part des affréteurs, ce qui contraindra l'opérateur du réseau à accepter des prix extrêmes. L'étroitesse du délai avant la livraison implique une disponibilité du gaz réduite qui peut également expliquer des prix élevés. Par exemple, si Transco est amené à acheter du gaz tard dans la journée, il peut être contraint d'accepter une enchère élevée. Dès lors, le prix *SMP buy*, qui est le plus élevé des prix d'achat accepté par Transco, sera égal à cette enchère. Ces prix extrêmes seront utilisés pour la liquidation (SAP et SMP), ce qui pénalisera les affréteurs en déséquilibre[98]. La liaison entre le marché de flexibilité et le système de liquidation serait efficace si le marché de flexibilité était en permanence fluide, de façon à garantir des niveaux de

[98] Le mécanisme par lequel les prix SMP et SAP interviennent lors d'un déséquilibre est expliqué plus bas (cf. § 2.1.4.b).

prix conformes à la situation du marché. Si le réseau est déficitaire et si l'offre de gaz est excédentaire par rapport à la demande, tous les affréteurs peuvent, théoriquement, facilement fournir du gaz à Transco pour équilibrer le réseau. Les enchères seront donc peu élevées. A l'inverse, si la demande est forte par rapport à l'offre de gaz, les affréteurs pourront moins facilement fournir du gaz à Transco sur le marché de flexibilité, ce qui implique des enchères élevées. Un marché de flexibilité liquide devrait donc afficher des prix concordant avec le rapport existant entre la demande et l'offre de gaz. Le caractère incertain et tardif de certaines offres de Transco sur le marché de flexibilité déconnecte, certains jours, les prix de ce marché des conditions objectives d'approvisionnement au Royaume Uni.

ii. Une mauvaise allocation des coûts d'équilibrage

Les incitations que fournit le système d'équilibrage actuel sont telles que, certains jours, les affréteurs ont intérêt à ne pas équilibrer leur position. Selon les prix du marché de flexibilité, un affréteur peut avoir intérêt à conserver un déséquilibre au lieu d'intervenir sur le marché spot pour équilibrer sa position[99]. La déconnexion des prix du marché de flexibilité avec les conditions de l'offre et de la demande est là encore une source d'inefficacité. Les affréteurs qui maintiennent un déséquilibre obligent Transco à intervenir pour équilibrer l'ensemble du système. Les coûts liés à cette intervention sont ensuite répartis via les *smeared costs*[100] *(coûts redistribués)* sur les affréteurs.

De plus, Transco n'est pas obligé d'équilibrer le système tous les jours. Si le *linepack*[101] n'est pas à son niveau maximum, Transco peut y reporter un déséquilibre ce qui le dispense de toute mesure d'équilibrage coûteuse. Cette possibilité rend les interventions de Transco sur le marché de flexibilité incertaines, ce qui introduit une inefficacité dans l'allocation temporelle des coûts liés à l'équilibrage. Les jours où Transco utilisera cette possibilité, les coûts seront faibles puisque Transco n'a pas à vendre ou acheter du gaz. Dans le cas contraire, ils pourront atteindre des sommets notamment pour les raisons évoquées plus haut (marché de flexibilité peu liquide). La conjonction de ces 2 facteurs implique une

[99] Par exemple, un affréteur court en gaz peut préférer payer un prix de liquidation (*SMP Sell* ou *SAP*) et des pénalités plutôt que d'essayer de s'équilibrer en achetant du gaz sur le marché spot. Sa décision dépend du rapport entre les cours spot et les prix de liquidation.

[100] *Smeared Costs* : coûts (rabais) payés (encaissés) par les affréteurs en raison du principe de neutralité qui implique l'absence de pertes (de profits) supportées par Transco au niveau de ses activités d'équilibrage.

[101] *Linepack* : le gaz stocké dans le gazoduc lui-même. Transco surveille le niveau de *linepack* sur son réseau et prend des mesures d'équilibrage lorsqu'il prévoit que ce niveau va sortir d'une zone de tolérance, « la largeur de bande » (*bandwidth*).

mauvaise répartition temporelle des coûts ainsi qu'une mauvaise répartition entre les affréteurs.

iii. Le rôle de Transco

Actuellement Transco n'a aucune incitation à minimiser les coûts d'équilibrage tout en ayant une forte influence sur les coûts supportés par les affréteurs. En effet, l'intégralité des coûts d'équilibrage est reportée sur les affréteurs (via les *smeared costs*). Transco n'est donc pas incité à l'efficacité dans son activité de gestionnaire du système. Ses choix sur le marché de flexibilité influencent la situation des affréteurs puisque les prix de liquidation dépendent directement de ce marché et que ses interventions sur ce marché entrent dans les *smeared costs*.

Certaines de ses interventions durant l'hiver 1996/97 ont eu un impact très important sur les prix du marché de flexibilité sans avoir d'effet sensible sur l'équilibre général du système.

2.1.3.c. L'évolution du système : la création d'un marché quotidien : l'OCM (On the day Commodity Market)

Le système actuel est organisé autour du principe de l'équilibrage quotidien des affréteurs. Or, souvent, ces derniers ne peuvent pas ou ne veulent pas s'équilibrer. Pour mener à bien cet équilibrage quotidien, les affréteurs auraient besoin d'informations fiables sur les quantités de gaz entrantes et sortantes. Les deux données cruciales pour l'affréteur sont d'une part les volumes reçus des grossistes et des producteurs et d'autre part les volumes enlevés par leurs clients. Etant donné qu'aujourd'hui au Royaume Uni, ces données ne sont pas disponibles dans un délai inférieur à 24 heures après la journée de transport, les affréteurs ne peuvent équilibrer leur position dès la période de nomination. L'objectif d'Ofgas est de permettre aux affréteurs de dépasser cette contrainte en instaurant un marché au jour le jour qui offre à ces derniers la possibilité d'équilibrer leurs entrées et leurs sorties au delà de la période de nomination.

Il existe déjà des échanges de gré à gré entre affréteurs (le *gas trading*) mais un mécanisme formel et centralisé est de nature à accroître le nombre de transactions. Même si les affréteurs peuvent plus facilement s'équilibrer grâce au marché quotidien, des déséquilibres subsistent, ce qui oblige Transco à intervenir sur ce marché et, par-là, à fixer des prix de liquidation. Ces prix, fixés par rapport aux prix de l'OCM (*On the day Commodity*

Market), sont plus représentatifs des tensions entre l'offre et la demande de gaz que ceux du marché de flexibilité.

Les bénéfices attendus de l'OCM sont de deux types :

i. Une allocation optimale des coûts d'équilibrage

Pour que le système d'équilibrage soit efficace, chaque affréteur devrait supporter le coût que son déséquilibre entraîne pour le gestionnaire du système. Le niveau de l'information actuel et notamment l'absence de relevé quotidien pour l'ensemble de la clientèle rend cette allocation impossible. Dans le cadre du marché de flexibilité, les déséquilibres sont traités de façon globale.

L'équilibrage des affréteurs par des transactions sur un marché au jour le jour et l'utilisation des prix de ce marché comme prix de liquidation permettrait d'optimiser l'allocation des coûts d'équilibrage. Dans le cadre d'un marché au jour le jour, chaque affréteur peut corriger sa position grâce à des transactions avec d'autres affréteurs. Si un affréteur ne peut équilibrer sa position sur le système grâce à l'OCM, son déséquilibre sera soldé par un prix de marché calculé sur l'ensemble des transactions intervenues sur le marché quotidien.

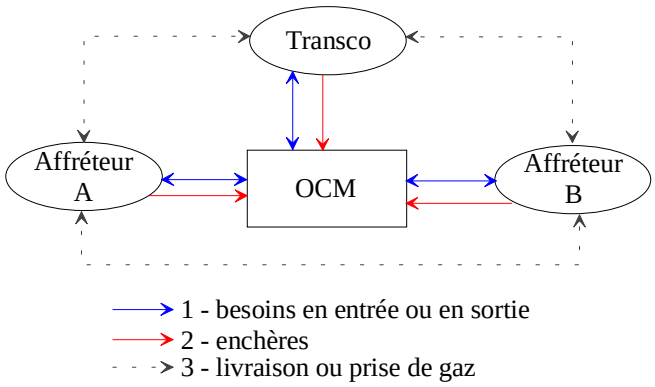
ii. Une transparence et une liquidité accrues

Un système de terminaux informatiques (*screen-based trading system*) devrait garantir la transparence du marché au jour le jour en permettant aux participants d'intervenir anonymement. Un mécanisme de compensation (*clearing mechanism*) garantissant l'exécution de tous les contrats devrait améliorer la liquidité. De plus, les offres seront plus simples que sur le marché de flexibilité puisqu'elles n'auront plus besoin d'être localisées. La formulation des offres s'effectuera uniquement en termes de prix et de volumes. Ce marché pourrait être localisé au NBP, un point qui supporte déjà l'essentiel des échanges entre expéditeurs. La limitation des échanges à certaines tranches horaires pourrait accroître la liquidité. Il faut comparer l'avantage que représente une meilleure liquidité aux inconvénients en termes d'opportunités d'équilibrage supportés par Transco et les affréteurs en cas de restriction temporelle des échanges.

L'OCM constitue une synthèse du *Gas Trading* et du marché de flexibilité. Sur le *Gas Trading*, les échanges de gaz en vue d'équilibrer les positions sur le réseau ne concernaient que les affréteurs tandis que le marché de flexibilité ne mettait en relation que Transco et les

affréteurs sans que des passerelles ne soient possibles entre ces derniers. La figure ci-dessus synthétise le principe de fonctionnement du marché quotidien tel qu'il est entré en vigueur en 1999.

Figure 2-4 Fonctionnement de l'OCM



Le marché de flexibilité[102] et l'OCM sont donc deux marchés quotidiens du gaz naturel à très court terme puisque les transactions concernent la journée d'équilibrage. Ces deux marchés complètent ou concurrencent le marché spot. La déréglementation a donc complexifié l'équilibrage des réseaux gaziers. Les débats qui ont précédé la création de l'OCM ont également mis en lumière l'ambiguïté du rôle de Transco qui est transporteur et responsable de l'équilibre du réseau. Pour assurer aux affréteurs une transparence qui les place sur un pied d'égalité avec Transco lors de leurs interventions sur l'OCM, Ofgas a confié la gestion de ce marché à un organisme indépendant[103]. Tout comme la séparation totale des activités de transport de celles de négoce s'est finalement avérée nécessaire, il semble que l'équilibrage du réseau et la gestion des mécanismes qui y participent (OCM) doivent être confié à des entités indépendantes du transporteur afin de ne pas pénaliser les affréteurs par rapport à ce dernier.

2.1.4. La facturation

Pour facturer le transport de gaz aux affréteurs, Transco doit mesurer les volumes de gaz qui ont transité par son réseau et répartir ces quantités entre les affréteurs.

[102] Le marché de flexibilité est appelé à disparaître si l'OCM donne entière satisfaction aux affréteurs et à Transco.
[103] La gestion de ce marché a été confié à EnMO qui est un consortium formé de Esis (une filiale de National Grid Company qui gère les pools électriques britanniques) et de Altra une compagnie américaine qui gère plusieurs marché énergétiques (Ofgem [2000, p.11].

2.1.4.a. La mesure et l'allocation des volumes de gaz transportés

Une partie du gaz n'est pas alloué, il s'agit d'une part du gaz utilisé pour faire face aux changements de pression et d'autre part du gaz perdu en raison de fuites ou d'erreurs de calcul. Transco mesure et alloue le gaz aux points d'entrée et aux points de sortie. Au niveau des points d'entrée sur le réseau, un agent à chaque terminal se charge d'allouer le gaz aux affréteurs en fonction des quantités réservées, des volumes effectivement livrés par les producteurs et des mesures faites par Transco.

L'allocation du gaz en sortie dépend du type de mesure effectuée au point de sortie. Si le site est relevé quotidiennement (*Daily Metered*), l'allocation est immédiate sauf si le point est fourni par plusieurs affréteurs. Dans ce cas, ces derniers passent un accord d'allocation (*allocation agreement*) qui définit la répartition des volumes mesurés. Pour allouer à chaque affréteur le gaz sorti aux points qui ne sont pas relevés quotidiennement (*Non Daily Metered*), Transco a besoin de deux informations. Il mesure la demande totale par LDZ et pour chacune de ces zones, en faisant la différence avec la demande servie aux points DM, il obtient la demande NDM. A partir des profils de demande moyenne par année de la clientèle de chaque affréteur, Transco répartit pour chaque LDZ, la demande globale NDM entre les affréteurs.

Finalement, pour chaque affréteur, Transco dresse à chaque cycle d'équilibrage le bilan suivant :

Entrées : volumes de gaz	*Sorties : volumes de gaz*
Mesurés aux terminaux	mesurés aux points DM estimés aux points NDM
Sortis des sites de stockage	Injectés dans les sites de stockage
Achetés aux autres affréteurs via le *Gas Trading*	vendus aux autres affréteurs via le *Gas Trading*
Achetés à Transco sur le marché de flexibilité	vendus à Transco sur le marché de flexibilité

Les relevés effectués sur les sites NDM ainsi que des corrections de mesures aux sites DM entraînent des ajustements.

2.1.4.b. La facturation proprement dite

Les factures des affréteurs comportent 2 types de charges, celles relatives au transport du gaz et celles constituées par les pénalités. Comme nous l'avons vu plus haut, les charges de transport comportent 3 éléments. Pour chacun de ces éléments, le tarif se décompose en deux parties : la partie « capacité » qui est calculée sur la base de la pointe supportée par l'affréteur et la partie « commodité » qui est calculée à partir des volumes réellement transportés chaque jour. La somme des recettes issue de l'application de ces tarifs rapportée au volume annuel transporté doit être inférieure au plafond fixé par Ofgas.

Les pénalités peuvent être de trois sortes. Les pénalités de *scheduling* sont des pénalités encourues par l'affréteur lorsque le volume de gaz qu'il a fait transiter dans le réseau ne correspond pas à ses réservations. Les pénalités de *capacity overrun* sont des pénalités mensuelles provoquées par un dépassement de capacité en entrée du NTS ou en sortie des sites DM. Enfin, les pénalités de *flexibility overrun* proviennent d'un dépassement de capacité occasionné par une intervention sur le marché de flexibilité.

D'autres flux financiers interviennent entre Transco et les affréteurs. Chaque jour, Transco dresse donc les bilans des entrées et des sorties de gaz de l'affréteur ; des entrées excédentaires entraînent un versement de Transco vers l'affréteur (Transco rachète le gaz excédentaire) tandis que des sorties excessives entraînent un paiement de la part de l'affréteur (Transco vend le gaz manquant à l'affréteur pour équilibrer sa position). Ce mécanisme intitulé « liquidation » (*cash out*) entraîne un paiement de l'affréteur (en cas d'entrées insuffisantes par rapport aux sorties) vers Transco ou un versement de Transco à l'affréteur (en cas d'entrées excédentaires). Les prix utilisés pour la liquidation dépendent de l'ampleur du déséquilibre. Si le déséquilibre est compris dans la zone de tolérance de l'affréteur, le prix de liquidation retenu est le SAP. Pour les volumes transportés qui sortent de cette zone de tolérance, la liquidation s'effectue au prix SMP.

Parmi les flux financiers intervenant entre le gestionnaire de réseau et les affréteurs, il nous faut mentionner les corrections des erreurs d'allocation ou de mesure (*reconciliation*) et les versements ou paiements induits par l'application du principe de neutralité des opérations d'équilibrage. Les pertes ou profits provoqués par les interventions d'équilibrage (via le marché de flexibilité ou le stockage dans le réseau lui-même) de Transco sont répartis entre les affréteurs, ils sont désignés par le terme *smeared costs* (coûts redistribués).

La recette moyenne que retire Transco des services qu'elle tarifie aux affréteurs est soumis à un plafond de prix qui, jusqu'en 1997, était calculé selon la méthode RPI-X.

2.2. Les principes de calcul d'un plafond calculé selon la méthode RPI-X

2.2.1. Les recettes autorisées

Pour déterminer les plafonds de prix adéquats, le régulateur doit estimer les recettes futures nécessaires au monopole responsable du transport pour mener à bien son activité. Ces recettes doivent couvrir les coûts d'exploitation auxquels le transporteur sera confronté durant la période de contrôle. Elles doivent également lui permettre de réaliser les investissements

nécessaires durant cette période. Ces recettes doivent enfin prévoir un rendement juste et raisonnable pour les actionnaires et prendre en considération la dépréciation de la valeur de l'actif de l'entreprise. Au final, la somme des recettes actualisées doit couvrir l'intégralité des coûts actualisés que le monopole est amené à supporter au cours de la période de contrôle.

Si la période de contrôle était infinie, les recettes du monopole devraient lui permettre de remplacer son actif tel qu'il a été évalué par le régulateur. Autrement dit, la somme actualisée des recettes du monopole devrait couvrir l'ensemble des coûts et l'ensemble des amortissements nécessaires au maintien de l'actif tel qu'il est évalué par le régulateur à la date $t = 1$. Elle devrait donc vérifier la relation suivante :

$$SR = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{Ce_t + I_t + Ra_t}{(1+i)^{t-1}} + Vr_1 \tag{2.1}$$

Ce_t représente le coût d'exploitation du réseau pour l'année t, I_t le montant des investissements réalisés en t, c le coût du capital et Vr_t la valeur « de régulation » des actifs du gazoduc pour l'année t, c'est à dire la valeur de l'actif telle qu'elle est évaluée par le régulateur. Le terme Ra_t représente le rendement que le régulateur autorise aux actionnaires, ce rendement dépend de la valeur de l'actif et du taux de rendement décidé par le régulateur ($Ra_t = Ra_t(Vr_t, c)$). La période de contrôle n'étant pas infinie (elle dure 5 cinq dans le cas du transport gazier en Grande-Bretagne), il faut corriger la relation en insérant la valeur de l'actif à l'issue de la période de contrôle (Vr_T).

$$SR = \sum_{t=1}^{T} \frac{Ce_t + I_t + Ra_t}{(1+i)^{t-1}} + Vr_1 - Vr_T \tag{2.2}$$

La valeur de l'actif à l'issue de la période de contrôle s'obtient en additionnant les investissements réalisés et en soustrayant la dépréciation de l'actif enregistrée par l'amortissement. Si on note A_t, l'amortissement[104] de l'actif durant l'année t, la valeur terminale de l'actif s'obtient par la relation suivante :

$$Vr_T = Vr_1 + \sum_{t=1}^{T} \frac{I_t - A_t}{(1+i)^{t-1}}$$

En reportant cette égalité dans la relation (2.2), la somme des coûts actualisés sur la période devient :

[104] Nous considérons l'ensemble des variables en fin d'année, c'est pourquoi la valeur de l'actif en t est égale à la valeur de l'actif à la fin de l'année t-1 auquel on ajoute les investissements réalisés en t et on soustrait l'amortissement enregistré en t.

$$SR = \sum_{t=1}^{T} \frac{Ce_t + A_t + Ra_t}{(1+i)^{t-1}} \tag{2.3}$$

Autrement dit, le coût annuel supporté par le monopole tel qu'il est pris en compte peut se ramener à la relation suivante :

$$CT_t = Ce_t + A_t + Ra_t \tag{2.4}$$

Les recettes attendues que le plafond de prix autorise au monopole doivent couvrir la somme des coûts tels qu'ils sont définis par la relation (2.4). En tenant compte de l'actualisation puisque la période de contrôle dure cinq ans, cette égalité s'interprète ainsi : la somme des recettes actualisées doit couvrir la somme des coûts actualisés supportés par le monopole au cours de la période de contrôle. Si on note q_t les volumes estimés par le régulateur pour la période de contrôle, cette égalité s'écrit :

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{q_t p_t}{(1+i)^{t-1}} = \sum_{t=1}^{T} \frac{Ce_t + A_t + Ra_t}{(1+i)^{t-1}} \tag{2.5}$$

La détermination des plafonds de prix fait donc intervenir les coûts d'exploitation, la valeur de régulation des actifs, les amortissements, les investissements (par l'intermédiaire de la valeur de régulation) et les volumes anticipés, autant d'éléments qui ont alimenté le débat qui a opposé le régulateur au monopole.

Afin de saisir l'impact de chacun de ces éléments sur le niveau du plafond initial et des plafonds successifs, nous allons expliciter la détermination du plafond initial à partir de la formule d'évolution. Dans le paragraphe qui suit, nous considérerons une formule de type RPI-X classique.

2.2.2. La formule RPI-X

Cette formule prévoit que le plafond de prix évolue d'une année sur l'autre au taux RPI-X où RPI (*Retail Price Index*) représente le taux de variation annuel des prix de détail et X, un « facteur de productivité », qui représente les gains de productivité du monopole anticipés par le régulateur. Si X est supérieur à taux d'évolution des prix de détail, les plafonds diminueront en termes réels. Les régulateurs britanniques ont choisi un indice représentatif de l'ensemble des prix de détail plutôt qu'un indice spécifique à l'industrie pour éviter que ce dernier ne puisse être manipulé par les agents concernés c'est-à-dire les monopoles réglementés ou leurs clients.

Le plafond d'une année t est donc déterminé par le plafond de l'année précédente et le taux d'évolution RPI-X (que nous noterons z pour alléger les notations) :

$$p_t = p_{t-1}(1+z) \tag{2.6}$$

On peut donc en déduire le plafond de chaque année de la période de contrôle par rapport au plafond initial :

$$p_t = p_1(1+z)^{t-1} \tag{2.7}$$

Comme nous l'avons montré au paragraphe précédent, le régulateur estime les coûts du transporteur pour déterminer les « recettes » autorisées du monopole. Les relations (2.5) et (2.7) nous permettent d'écrire :

$$p_1 = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{Ce_t + A_t + Ra_t}{(1+i)^{t-1}}}{\sum_{t=1}^{T} q_t \frac{(1+z)^{t-1}}{(1+i)^{t-1}}} \tag{2.8}$$

D'après la relation (2.8) le plafond initial dépend des estimations de volumes retenues par le régulateur sur l'ensemble de la période. Plus elles seront élevées, plus le plafond initial, et par conséquent les autres plafonds de la période, seront faibles. Inversement, une sous-estimation des volumes entraînera une surestimation des plafonds de prix. Les coûts d'exploitation dépendent des volumes transportés. Ainsi, la hausse du plafond initial que provoque une sous-estimation des volumes est contrebalancée par une baisse au niveau des coûts d'exploitation. Cependant, la relative faiblesse des coûts d'exploitation rend cet effet négligeable par rapport à l'impact direct des volumes estimés. Le gazoduc réglementé est donc incité par cette formule à sous-estimer les volumes qu'il aura à transporter durant la période de contrôle. Cette incitation a fonctionné puisque les premières estimations fournies par Transco pour la période 1997-2002 se sont avérées nettement sous-évaluées par rapport aux volumes réellement enregistrés en 1997. En effet, dans son document d'octobre 1997, Ofgas remarque que l'écart entre les prévisions de Transco et les volumes réellement transportés est de 3,8%. Partant de constat, le régulateur a souhaité revoir la formule de contrôle afin de réduire au maximum l'impact de la sous-estimation des volumes.

2.3. La formule pour la période avril 1997 – mars 2002

La nouvelle formule de contrôle applicable aux tarifs du transport du gaz naturel au Royaume-Uni est entrée en vigueur en février 1998 après un long et houleux débat qui a

opposé le monopole exploitant les gazoducs et son régulateur. Dès mai 1996, *Ofgas* a entamé une série de consultations regroupant *Transco* et les *shippers* pour réformer la formule de contrôle des tarifs de transport. Le désaccord persistant entre *Transco* et *Ofgas* a retardé la mise en place de la nouvelle formule qui n'est intervenue qu'en février 1998 [*Ofgas*, 1998]. Cette formule applicable aux tarifs de transport de *Transco* est sensiblement différente de celle en vigueur de 1994 à 1997. Le conflit portait d'une part sur les modifications apportées sur la formule en elle-même et d'autre part sur les éléments nécessaires au calcul des plafonds de prix, c'est-à-dire la valeur de l'actif, les coûts d'exploitation, les investissements, et les volumes. Une fois présentée la structure de la formule (§2.3.1) , nous reviendrons sur les éléments retenus pour calculer les recettes autorisées opposant le monopole et son régulateur (§2.3.2). Dans un troisième paragraphe, nous expliciterons le mécanisme d'indexation des plafonds de prix sur les volumes réels avant de comparer les différentes formules évoquées dans un paragraphe consacré à des illustrations numériques.

2.3.1. La nouvelle structure de la formule

Pour le calcul du plafond que doit respecter le prix moyen du transport pratiqué par Transco, Ofgas distingue deux catégories d'utilisateurs, les gros consommateurs[105] (*large users*) et les autres (*business and domestic users*). Une fois présentée la nouvelle formule, nous reviendrons sur les objectifs sous-jacents à l'introduction d'un plafond de recette dans cette formule. Le plafond global (m_t) comporte une partie qui concerne les gros utilisateurs (p_t^b) et une partie applicable aux consommateurs des secteurs résidentiel et commercial (p_t^a). Le plafond de prix global pour une année t quelconque se calcule ainsi [Ofgas, 1998] :

$$m_t = \frac{p_t^a q_t^a + p_t^b q_t^b + F_t}{q_t} - K_t \qquad (2.9)$$

avec $p_t^a = \frac{1}{2}(1+z)p_{t-1}^a + \frac{1}{2}(1+z)\frac{p_{t-1}^a q_{t-1}^a}{q_t^a}$ et $p_t^b = \frac{1}{2}(1+z)p_{t-1}^b + \frac{1}{2}(1+z)\frac{p_{t-1}^b q_{t-1}^b}{q_t^b}$

q_t^b représente le volume transporté pour le compte de gros consommateurs durant l'année t, q_t^a celui consommé par les autres usagers (ces volumes sont estimés par le régulateur en début de période de contrôle), F_t les coûts que le transporteur est autorisé, sous certaines conditions prévues dans la licence à répercuter directement dans ses prix (*cost passthrough*),

q_t les volumes totaux escomptés pour une année t ($q_t = q_t^a + q_t^b$). K_t est le facteur de correction permettant de prendre en compte un éventuel écart entre le montant de recettes réelles et celui des recettes autorisées de l'année précédente. Le facteur de correction se calcule ainsi, $K_t = \frac{R_{t-1} - m_{t-1}q_{t-1}}{q_t}(1+i_t)$, où R_{t-1} représente le niveau des recettes effectivement perçues par le transporteur l'année précédente et $m_{t-1}q_{t-1}$ les recettes potentielles qu'il aurait pu percevoir compte tenu du plafond de prix et du volume anticipé. La variable i_t peut prendre deux valeur selon le signe de la différence ($R_{t-1} - p_{t-1}q_{t-1}$). Si cette dernière est négative, i_t est égale au taux de référence retenu par Ofgas, si au contraire, elle est positive, i_t est égale à ce taux de référence plus 3%.

L'évolution des composantes du plafond de prix (p_t^a et p_t^b que nous ne distinguerons plus dans ce qui suit) de chaque année t est déterminée pour une moitié par l'application d'un *price cap* classique et pour l'autre moitié par un plafond de recettes. Les formules d'évolution des éléments constitutifs du *price cap* global peuvent se réécrire:

$$p_t = \frac{1}{2}(1+z)p_{t-1} + \frac{1}{2}(1+z)\frac{p_{t-1}q_{t-1}}{q_t} \tag{2.10}$$

ou encore:

$$p_t = \frac{1}{2}p_{t-1}(1+z)\left(1+\frac{q_{t-1}}{q_t}\right) \tag{2.11}$$

Parallèlement à la réforme structurelle des formules de contrôle des tarifs de transport, Ofgas a procédé à l'évaluation des coûts que le transporteur devra supporter durant la période de contrôle allant d'avril 1997 à mars 2002. Les différences entre les évaluations faites par le monopole et celles proposées par le régulateur ont été telles que les deux parties n'ont pu trouver un terrain d'entente, ce qui a nécessité l'arbitrage de la MMC.

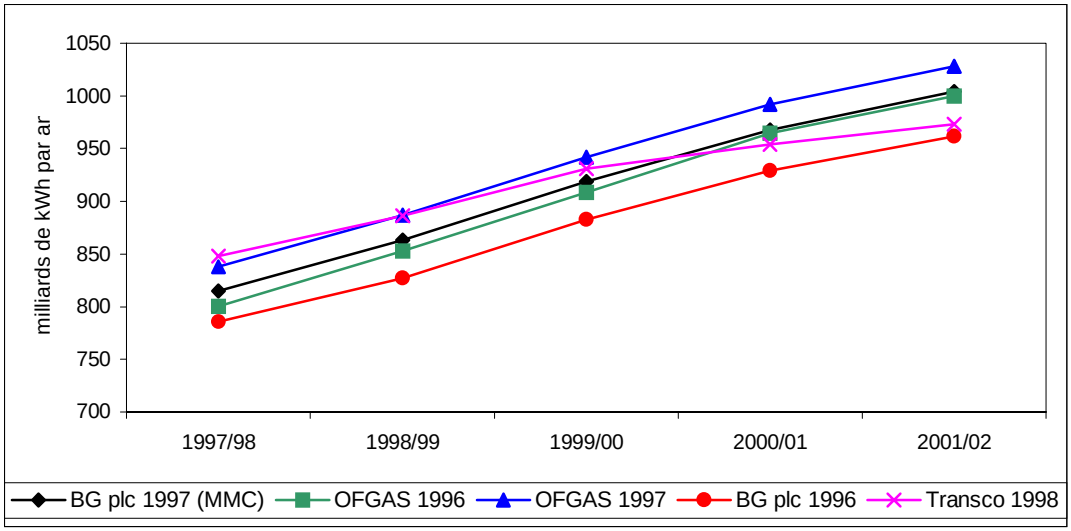
[105] Un gros consommateur est un usager qui prélève du gaz directement sur le « gros » réseau de transport (NTS) ou un usager qui reçoit son gaz d'un gazoduc à haute pression et qui est susceptible d'enlever 1 465 millions de kWh par an [Ofgas, Octobre 1997].

2.3.2. Les éléments du débats

2.3.2.a. Les volumes estimés

La formule RPI-X est de nature à inciter le monopole régulé à minimiser les volumes anticipés pour bénéficier d'un plafond plus élevé, puisque les recettes autorisées sont proportionnelles aux volumes estimés. Il semblerait que cela soit le cas, si l'on compare sur la figure 2-2 ci-dessous les volumes estimés par BG plc (avant la dernière restructuration) avec ceux proposés par Ofgas en 1996 et en 1997. On constate que les prévisions de BG plc de 1997 sont nettement sous-évaluées par rapport à celles d'Ofgas. La MMC a retenu les estimations fournies par BG plc en 1997. La révision de ces prévisions menées par Transco en 1998 donne des valeurs nettement supérieures aux valeurs initiales sauf pour les deux dernières années de la période de contrôle (2000-01 et 2001-02). Transco explique ce tassement de la demande par deux phénomènes ; d'une part le transporteur anticipe une baisse de la croissance et d'autre part il estime qu'une partie des volumes de gaz destinés à l'Interconnector ne transitera plus par son réseau.

Figure 2-5 Estimations des volumes



Sources : Ofgas [octobre 1997], UK GAS REPORT [1er août 1997]

L'incorporation d'une « dose » de plafond de recettes dans la formule de calcul des plafonds de prix utilisée par Ofgas afin de déconnecter partiellement les recettes de Transco des volumes effectivement transportés se comprend aisément compte tenu des différences d'estimations que révèle la Figure 2-5 ci-dessus.

2.3.2.b. Les coûts d'exploitation

Tableau 2-3 Estimations des coûts d'exploitation

Coûts d'exploitation 1997-2002	*Millions de £*
Transco 1996	8200
Ofgas 1996	*6351*
Transco 1997	7700
Ofgas 1997	*6100*
MMC 1997	**7050**

Source : Gas Matters [juillet 1997]

Les premières estimations menées par Ofgas et par Transco des coûts d'exploitation supportés par ce dernier diffèrent sensiblement puisque en 1996, l'écart entre les deux valeurs est de 1849 millions de £. En 1997, cet écart a diminué mais demeure significatif puisque voisin de 1600 millions de £ (prix courants). Sur la base d'études d'efficacité menées par des consultants et des données fournies par Ofgas et Transco, la MMC a tranché entre les deux propositions en fixant un montant global de dépenses d'exploitation égal à 7050 millions de £. Comme le montre le Tableau 2-3 ci-dessus, les montants proposés par la MMC sont plus proches des évaluations de Transco que de celles d'Ofgas.

2.3.2.c. Les investissements

Tableau 2-4 Estimations des Investissements

Investissements 1997-2002	*Millions de £*
Transco 1996	4900
Ofgas 1996	4000
Transco 1997	4500
Ofgas 1997	4200
MMC 1997	**4100**

Source : Gas Matters [juillet 1997]

Comme l'illustre le Tableau 2-4 ci-dessus, les prévisions de Transco sont nettement plus élevées que celles d'Ofgas. Pour ces dépenses, les propositions de la MMC sont plus proches de celles d'Ofgas que de celles de Transco. La Commission a estimé que Transco surévaluait les investissements nécessaires pour maintenir et développer le réseau par rapport à l'évolution attendue de la demande.

2.3.2.d. La valeur et l'amortissement de l'actif

La prise en compte d'une valeur « de régulation » des actifs différente de la valeur comptable est justifiée par la différence existant entre la capitalisation boursière des compagnies de service public privatisées et la valeur comptable nette de leurs actifs. Au

Royaume-Uni (au contraire de la France), la valeur comptable nette des actifs de l'exploitant du réseau gazier est calculée chaque année sur la base du coût de remplacement. Autrement dit, la valeur comptable historique (coût d'achat moins amortissements) est corrigée (*current cost depreciation*) pour tenir de compte des évolutions de prix d'achat au niveau des équipements qu'il serait nécessaire d'acquérir aujourd'hui pour obtenir un service identique à celui fourni par les actifs considérés [BG plc, 1997].

Le régulateur a tenu compte de la différence entre la valeur boursière des actifs de Transco et leur valeur comptable pour ne pas faire bénéficier les actionnaires d'un rendement calculé sur la valeur comptable des actifs alors qu'ils ont pu acquérir leurs actions en bénéficiant d'un rabais par rapport à cette valeur comptable. Le régulateur justifie ce choix par son devoir de protéger les intérêts des consommateurs. Plus la valeur de l'actif retenue dans la formule est élevée, plus le rendement des actionnaires est élevé et plus les prix plafonds sont hauts. L'application d'un ratio inférieur à un sur la valeur des actifs est un moyen pour le régulateur d'arbitrer entre les actionnaires et les clients de la compagnie régulée. Ce débat ne concerne évidemment que les actifs acquis avant la privatisation puisque c'est leur valeur qui a servi de base au calcul du cours de mise sur le marché des actions. Les investissements réalisés après la privatisation impliquent un rendement pour la compagnie régulée calculé sur l'intégralité de leur valeur comptable nette. Pour la période de contrôle 1997-2002, la MMC a évalué les actifs à partir des éléments suivants:.

- la valeur comptable nette au 31 décembre 1996 ;
- les actifs postérieurs au 31 décembre 1991 (post-1992)[106] sont évalués à partir de leur valeur comptable nette ;
- les actifs antérieurs au 31 décembre 1991 (pré-1992) se voient appliquer le *Market to Asset Ratio* (MAR) fixé à 60%.

La valeur de 60% pour le MAR a été estimée par rapport à la différence existant en 1991 entre la valeur boursière des actifs de Transco et leur valeur comptable. Le Tableau 2-5 ci-dessous retrace le calcul de la valeur de régulation nette des actifs de Transco par la MMC.

Tableau 2-5 Calcul de la valeur de régulation de Transco par la MMC

[106] En principe, lorsqu'il applique cette méthode le régulateur choisit une date proche de l'introduction des actions sur le marché. Dans le cas de Transco, la date retenue se situe 5 ans après la privatisation.

	Actifs de transport		
Millions de £ (prix moyen 1996)	Pré 1992	Post 1992	Total
valeur comptable au 31/12/96	13 878	3 852	17 730
Participations des clients (1)	*404*	*257*	*661*
Total	13 473	3 595	17 068
Correction par le MAR	*5 389*		*5389*
Valeur comptable nette corrigée au 31/12/96	8 084	3 595	11 679
Mouvement net jusqu'au 31/03/97			*39*
Valeur comptable nette corrigée au 31/03/97			11 640
Valeur comptable nette non corrigée au 31/12/96			17 068
Valeur comptable nette non corrigée au 31/03/97			16 841

(1) participations des clients acquittées lors des demandes de raccordement.
Source : Gas Matters [Juillet 1997]

La MMC évalue les actifs au 31/12/96. Les actifs achetés avant 1992 se voient appliquer le MAR tandis que ceux achetés après cette date sont repris à leur valeur comptable nette. En retenant cette méthode, la MMC reprend les propositions d'Ofgas. Transco proposait pour sa part une évaluation des actifs à leur valeur comptable nette pour un montant avoisinant les 17 milliards de £ (cf. Tableau 2-5 ci-dessus), comme ce fût le cas pour la période de contrôle précédente (1994-97).

Pour la période qui va du 31/12/96 au 31/03/97, les actifs pré-1992 se voient appliquer un amortissement[107] calculé sur la base de leur valeur comptable corrigée par le MAR tandis que les actifs post-1992 sont amortis sur l'intégralité de leur valeur comptable nette. La correction par le MAR de l'amortissement des actifs pré-1992 sera appliquée également durant la période de contrôle qui débute en avril 1997. L'ensemble des actifs sera réévalué au taux RPI durant la période de contrôle pour tenir compte de l'inflation.

2.3.2.e. Le coût du capital

La MMC a opté pour un taux de 7%, suivant ainsi les recommandations d'Ofgas. Pour sa part, Transco proposait en 1996 une fourchette comprise entre 7,4% et 8,9% et en 1997 un taux de 8% (Gas Matters [juillet 1997]). Ces taux s'obtiennent à partir du modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF[108]). Le Tableau 2-6 ci-dessous retrace les différents éléments du MEDAF retenus d'une part par Ofgas dans ses estimations hautes et basses et d'autre part par Transco.

Tableau 2-6 Estimations du coût du capital de Transco

[107] L'amortissement des actifs de transport et de distribution de Transco est linéaire, la durée dépend de la nature des actifs concernés. [BG plc, 1997].
[108] Capital Pricing Asset Model (CPAM).

	Eléments	Calcul	Evaluation Transco Basse	Evaluation Transco Haute	Evaluation Ofgas Basse	Evaluation Ofgas Haute
L1	Taux sans risque		3,70%	3,83%	3,50%	3,80%
L2	Prime de l'actionnaire		3,50%	4,50%	3,50%	4,50%
L3	***Bêta de l'action***		***0,83***	***0,93***	***0,55***	***0,73***
L4	Coût des fonds propres après taxes	L1 + L2.L3	6,61%	8,02%	5,42%	7,09%
L5	Facteur de correction		1,19	1,19	1,19	1,19
L6	*Coût des fonds propres avant taxes*	*L4.L5*	*7,89%*	*9,57%*	*6,47%*	*8,47%*
L7	Prime de la dette(1)		0,52%	0,62%	0,30%	0,50%
L8	*Coût de la dette*	*L1 + L7*	4,22%	4,45%	3,80%	4,30%
L9	***Taux d'endettement***		***12,90%***	***12,90%***	***20,80%***	***20,80%***
L10	**Coût du capital avant taxes**	**L8*L9 +(1-L9)*L6**	**7,41%**	**8,91%**	**5,92%**	**7,60%**

Source : Ofgas, « 1997 Price Control Review British Gas' Transportation and Storage - The Director General's initial proposals », mai 1996.
(1) La prime de la dette est la différence entre le taux d'endettement moyen de Transco et le taux sans risque.

Le Tableau 2-6 ci-dessus permet de repérer les éléments sur lesquels Ofgas et Transco sont en désaccord. Il s'agit d'abord du risque supporté par Transco, le bêta[109] annoncé par la firme régulée est nettement supérieur à celui retenu par Ofgas. Selon Transco, l'ouverture progressive du secteur résidentiel à la concurrence accroît sensiblement ses risques. L'absence de perspective claire en matière de régulation contribue également à augmenter l'incertitude qu'elle supporte (Ofgas [mai 1996, vol 2]). L'autre élément qui diffère sensiblement entre les deux approches est la part de l'endettement dans le financement à long terme de Transco, Ofgas estimant que Transco n'a pas eu, jusqu'ici, suffisamment recours à ce mode de financement (ce que l'on retrouve dans le tableau au niveau du taux d'endettement), notamment par rapport aux compagnies étrangères. La MMC a rejeté les arguments de Transco, estimant que les compagnies régulées sont en position d'emprunter à des conditions plus intéressantes que les compagnies du secteur concurrentiel et qu'elles devraient, en conséquence, privilégier ce mode de financement.

Le débat qui opposait la firme régulée à son régulateur portait sur les éléments constitutifs des recettes autorisées mais également sur la structure de la formule et sur l'ajustement des plafonds en fonction des volumes réellement transportés. En effet, le régulateur ayant constaté que les volumes fournis par Transco en 1994 se sont avérés nettement sous évalués au cours de la période 1994-97, il a d'une part introduit un plafond de

[109] Le bêta est la mesure du risque spécifique ou systématique attaché à l'action de Transco par rapport au risque attaché à un titre qui rassemblerait l'ensemble du marché. $\beta = \mathrm{cov}(R_i, R_m) / \mathrm{var}(R_i)$ où R_i est le rendement du titre et R_m le rendement du titre représentatif du marché.

recette dans la formule de *price cap* et d'autre part mis en place un mécanisme destiné à indexer les plafonds aux volumes réellement transportés.

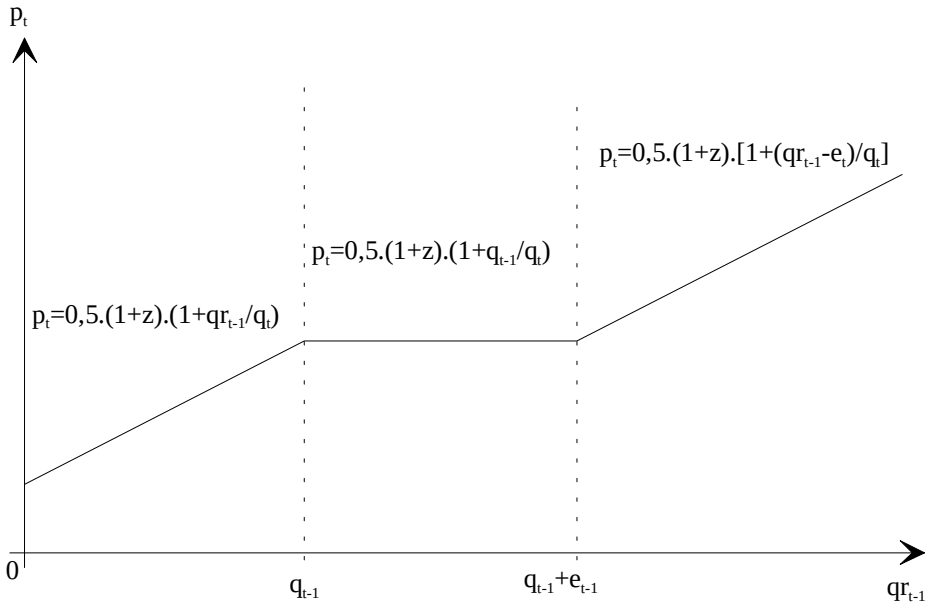
2.4. Correction des plafonds en fonction des volumes réels

2.4.1.a. Le principe

Dans son document final (Ofgas [février 1998]), le régulateur gazier précise le mécanisme retenu pour l'estimation des volumes nécessaires au calcul des plafonds de prix durant la période de contrôle 1997-2002. Afin de restaurer une partie de l'incitation à développer les volumes transportés, Ofgas propose d'indexer les plafonds de prix sur les volumes réels. Cette indexation repose sur le principe suivant. Le régulateur définit pour chaque année un écart minimal (e_t) entre le volume estimé (q_t) et le volume réel (qr_t). Si, à la fin d'une année t-1, il constate que le volume réellement transporté dépasse le volume estimé augmenté de cet écart maximal, le plafond de l'année t est calculé à partir du volume réel moins l'écart e_t. Si au contraire, le volume transporté au cours de l'année t-1 s'avère inférieur au volume estimé, le plafond de l'année t est calculé sur la base du volume réel. Enfin, si le volume qui a effectivement transité par le réseau de Transco est compris entre le volume estimé et ce même volume augmenté de l'écart maximal, le prix-plafond de l'année t est défini par rapport au volume estimé. Trois cas de figure peuvent donc se présenter :

- si $qr_{t-1} > q_{t-1} + e_{t-1}$, alors $p_t = \frac{1}{2} p_{t-1} (1+z) \left(1 + \frac{qr_{t-1} - e_{t-1}}{q_t} \right)$;
- si $q_{t-1} \leq qr_{t-1} \leq q_{t-1} + e_{t-1}$, alors $p_t = \frac{1}{2} p_{t-1} (1+z) \left(1 + \frac{q_{t-1}}{q_t} \right)$;
- si $qr_{t-1} < q_{t-1}$, alors $p_t = \frac{1}{2} p_{t-1} (1+z) \left(1 + \frac{qr_{t-1}}{q_t} \right)$.

Figure 2-6 Mécanisme d'ajustement du plafond de prix par rapport aux volumes réels



2.4.1.b. Les volumes retenus par Ofgas

Les volumes évoqués dans les relations (2.10) et (2.11) sont définis pour les deux types de tarifs par les tableaux suivants.

Tableau 2-7 Volumes estimés

Volumes annuels TWh	*1997/98*	*1998/99*	*1999/00*	*2000/01*	*2001/02*
"Business and domestic"	634,938	641,239	645,753	650,031	655,131
"Large user"	179,653	222,441	273,347	318,304	349,399
Total	814,591	863,680	919,100	968,335	1004,530

Source : Ofgas, février 1998, « BG Transportation and Storage - The Director General's Price Control Proposals April 1997 – March 2002 »

Les estimations retenues par Ofgas sont celles établies par *BG plc* en 1997 au début du processus de consultation. Compte tenu des incertitudes pesant sur ces estimations, Ofgas a institué le système de correction suivant :

- si au cours d'une année quelconque, l'écart entre les volumes réellement transportés et les volumes du Tableau 2-7 ci-dessus dépasse la valeur correspondante du Tableau 2-8 ci-dessous, les volumes retenus pour calculer le plafond des années suivantes seront les valeurs réelles corrigées des valeurs du Tableau 2-8 ;
- si au contraire, le volume réellement transporté est inférieur à celui indiqué dans le Tableau 2-7, le volume retenu pour déterminer le plafond de l'année suivante sera le volume réel.

Tableau 2-8 Ecart Maximum entre volumes réels et volumes estimés

Ecart maximum TWh	*1997/98*	*1998/99*	*1999/00*	*2000/01*	*2001/02*
"Business and domestic"'	18,082	17,233	16,295	15,562	15,122
"Large user"	5,129	5,979	6,887	7,62	8,059

Source : Ofgas, février 1998, « BG Transportation and Storage - The Director General's Price Control Proposals April 1997 – March 2002 »

L'introduction d'un plafond de recette dans la formule de contrôle des tarifs de Transco atténue l'incitation du transporteur (et de ses clients) à développer son activité. Dans la mesure où une partie de ses recettes est plafonnée au niveau calculé par le régulateur, le monopole est moins incité à développer les quantités transportées. Le mécanisme instauré par Ofgas permet de restaurer une partie de l'incitation. La mise en œuvre pratique de ce mécanisme sera illustrée au paragraphe 2.5 au cours duquel des simulations numériques illustreront les conséquences de ce mécanisme.

2.5. Comparaison des deux formules

2.5.1. L'impact des volumes estimés sur les recettes de la firme en place

En termes de recettes attendues, la relation (2.10) devient :

$$R_t = \frac{1}{2}(1+z)p_{t-1}q_t + \frac{1}{2}(1+z)p_{t-1}q_{t-1} \tag{2.12}$$

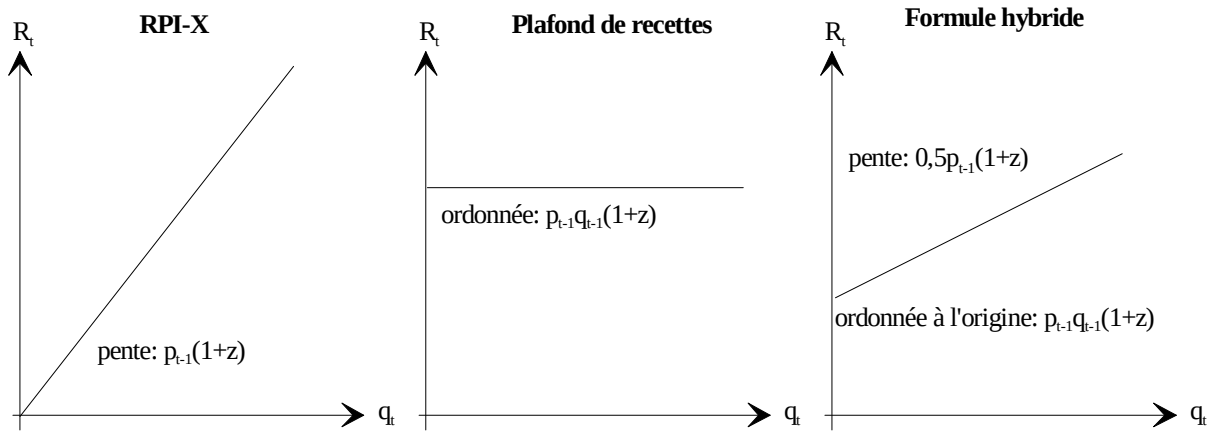
La relation (2.12) montre que, si les volumes réels correspondent aux volumes estimés, le régulateur fixe la moitié des recettes par rapport au recettes de l'année précédente ($p_{t-1}q_{t-1}$). 50% des recettes de l'exploitant du réseau sont donc indépendantes des volumes transportés en t. Dans le cas d'un *price cap* classique, l'intégralité des recettes du monopole est dépendante des volumes.

Comme la relation (2.8) nous le prouve, dans le cadre d'une formule RPI-X, le monopole est tenté de minimiser les volumes anticipés sur la période de contrôle afin de bénéficier de plafonds de prix plus élevés. La formule hybride entre le plafond de recettes et le plafond de prix proposée par Ofgas permet au régulateur d'atténuer cette incitation.

Si, à l'aide de la figure 2-4 ci-dessous, on compare les recettes d'une année t exprimées en fonction des volumes attendus durant cette même année t, on constate que ces dernières sont indépendantes des volumes transportés en t dans le cadre d'un plafond de recette intégral ($R_t = (1+z)p_{t-1}q_{t-1}$), qu'elles sont directement liées à ces volumes dans le cas

d'une formule de type RPI-X telle que nous l'avons définie au paragraphe précédent ($R_t = (1+z)p_{t-1}q_t$) et que le *price cap* hybride tel qu'il a été institué par Ofgas réalise un compromis entre les deux.

Figure 2-7 Comparaison de différentes formules de *price cap*



L'introduction d'un plafond de recettes permet de déconnecter partiellement le niveau du plafond de prix en t du volume attendu cette année. Cette déconnexion induit une moindre incitation pour le monopole à minimiser les volumes attendus afin de bénéficier d'un plafond initial supérieur. L'impact des volumes estimés sur le plafond initial peut s'apprécier comparant les relations donnant les plafonds initiaux. Dans le cas d'une formule de type RPI-X, nous avons calculé le plafond initial plus haut (relation (2.8)) :

$$p_1 = \frac{SR}{\sum_{t=1}^{T} q_t \frac{(1+z)^{t-1}}{(1+i)^{t-1}}}$$

Si on considère une formule d'évolution hybride telle qu'elle nous est donnée par la relation (2.11), le calcul du plafond initial (p_1') nous donne :

$$p_1' = \frac{SR}{q_1 + \sum_{t=2}^{T} \left\{ \left(\frac{1}{2}\right)^{t-1} \frac{(1+z)^{t-1}}{(1+i)^{t-1}} \prod_{\tau=2}^{t} \left(1 + \frac{q_{\tau-1}}{q_\tau}\right) q_t \right\}}$$

Les volumes estimés sont supposés croissants dans le temps, autrement dit $q_{\tau-1} < q_\tau$. Donc, nous pouvons écrire :

$$1 + \frac{q_{\tau-1}}{q_\tau} < 2$$

$$\prod_{\tau=2}^{t}\left(1+\frac{q_{\tau-1}}{q_\tau}\right)<2^{t-1}$$

$$\left(\frac{1}{2}\right)^{t-1}\prod_{\tau=2}^{t}\left(1+\frac{q_{\tau-1}}{q_\tau}\right)<1$$

Et donc finalement :

$$\left(\frac{1}{2}\right)^{t-1}\frac{(1+z)^{t-1}}{(1+i)^{t-1}}\prod_{\tau=2}^{t}\left(1+\frac{q_{\tau-1}}{q_\tau}\right)<\frac{(1+z)^{t-1}}{(1+i)^{t-1}} \tag{2.13}$$

Au regard de cette inégalité, il apparaît que le plafond initial p_1' est moins sensible aux niveaux des volumes estimés que p_1. En conséquence, la firme sera moins incitée à minimiser ses prévisions en volumes si ses tarifs sont réglementés par une formule hybride que s'ils sont réglementés par une formule de type RPI-X classique.

2.5.2. Comparaison du RPI-X avec une formule hybride sans correction de volumes et une formule hybride avec correction de volumes

Sur la base des éléments définis dans les paragraphes précédents, notre objectif est maintenant de comparer la formule RPI-X telle qu'elle a été appliquée de 1994 à 1997 avec la formule retenue pour la période avril 1997 - mars 2002. Nous considérons un cadre simplifié sans distinction de clientèle. Les simulations nécessitent l'adoption des hypothèses suivantes :

- le taux d'intérêt (et d'actualisation) est supposé constant (pour simplifier les calculs) et égal à 6,75% (son niveau de juillet 1997 [Ofgas, juillet 1997]) ;
- X= 2% ;
- les volumes estimés pour le calcul des plafonds sont ceux retenus par la MMC ;
- les volumes « réels[110] » sont issus des dernières estimations de Transco [Ofgas, février 1998];
- les taux d'inflation des deux premières années sont ceux estimés par Ofgas pour 1997 et 1998 (respectivement 3% et 1,8%) ; pour les années 3 à 5, nous avons supposé que l'inflation descend à 1,7% avant de remonter à 2%.

Les coûts constituant les recettes autorisées sont ceux retenus par la MMC[111]. La somme actualisée de ces recettes s'élève à 11 150 millions de £. Le plafond initial de chaque

[110] Afin d'évaluer l'impact des écarts entre volumes réels et volumes estimés, nous nous plaçons dans un cadre où les volumes réels sont ceux issus des dernières estimations de Transco reportées par Ofgas dans le texte modifiant la licence de transporteur publié en février 98.
[111] Ces données sont reportées dans le tableau 2-11 en annexe.

tableau est calculé de façon à induire un montant de recettes actualisées égale à cette valeur compte des volumes estimés retenus par la MMC.

2.5.2.a. La formule RPI-X « classique »

Le plafond initial est corrigé par l'écart entre recettes réelles et recettes attendues constaté à la fin de la période de contrôle précédente (soit 257,3 millions de £). Les plafonds suivants sont calculés à partir de la relation suivante, pour $t = 2,...,5$:

$$p_t = (1 + RPI - X)p_{t-1} - \frac{p_{t-1}qr_{t-1} - p_{t-1}q_{t-1}}{q_t}$$

Tableau 2-9 Plafonds et recettes dans le cadre d'un *price cap* RPI-X

	Volumes "Estimés" (qe) *TWh*	Volumes "Réels" (qr) *TWh*	RPI	Price cap RPI-X *P/kWh*	Recettes Réelles *Millions de £*	Recettes attendues *Millions de £*	Ecart *Millions de £*	Recettes réelles actualisées *Millions de £*
t				0,2768			-257,3	
1	815	848	3,00%	0,2799	2 373,45	2 281,09	92,36	2 373,45
2	863	886	1,80%	0,2792	2 473,90	2 409,68	-64,22	2 317,47
3	919	931	1,70%	0,2785	2 592,40	2 558,99	-33,41	2 274,92
4	968	954	1,90%	0,2782	2 654,12	2 693,07	38,95	2 181,81
5	1004	973	2,00%	0,2782	2 706,60	2792,84	86,23	2 084,27
Total					**12 800,48**	12 735,67		**11 231,92**

2.5.2.b. La formule avec plafond de recettes sans réajustement des volumes estimés par rapport aux volumes réels

Comme pour le cas précédent, le plafond initial est calculé de façon à induire une somme des recettes actualisées égale à 11 150 millions de £. La formule d'évolution reprend de façon simplifiée la relation (2.9), autrement dit, les plafonds des années 2 à 5 sont obtenus à partir de la relation suivante :

$$p_t = \frac{1}{2}p_{t-1}(1+z)\left(1 + \frac{qe_{t-1}}{qe_t}\right) - \frac{p_{t-1}qr_{t-1} - p_{t-1}qe_{t-1}}{qe_t}$$

Tableau 2-10 Plafonds et recettes dans le cadre d'un price cap avec plafond de recettes

	Volumes "Estimés" (qe) *TWh*	Volumes "Réels" (qr) *TWh*	RPI	Price cap avec plafond de recettes *P/kWh*	Recettes Réelles *Millions de £*	Recettes attendues *Millions de £*	Ecart *Millions de £*	Recettes réelles actualisées *Millions de £*
t				0,2884			-257,3	
1	815	848	3,00%	0,2887	2 445,55	2 350,38	95,17	2 445,55
2	863	886	1,80%	0,2800	2 480,85	2 416,45	64,40	2 323,98
3	919	931	1,70%	0,2706	2 519,19	2 486,72	32,47	2 210,68
4	968	954	1,90%	0,2634	2 513,26	2 550,14	-36,88	2 066,01
5	1004	973	2,00%	0,2588	2 517,71	2 597,93	-80,21	1 938,81
Total					**12 476,56**	12 401,62		**10 985,03**

Les recettes réelles sont inférieures à celles apparaissant dans le tableau 2-7, ce qui tend à confirmer l'opinion d'Ofgas selon laquelle l'introduction d'un plafond de recettes est de nature à limiter les profits issus de la sous-estimation des volumes.

2.5.2.c. La formule avec plafond de recettes sans réajustement des volumes estimés par rapport aux volumes réels

Cette dernière formule est la plus proche de la formule réellement appliquée par Ofgas vis à vis des tarifs de Transco. Elle incorpore le mécanisme de révision de volume présenté au paragraphe 2.3. Pour déterminer le plafond initial, les hypothèses du régulateur sont les mêmes que celles retenues au paragraphe précédent, la valeur initiale du plafond figurant dans le tableau 2-10 est donc identique à celle du tableau 2-9. La formule d'évolution est également identique à celle utilisée pour les calculs précédents. Seuls les volumes impliqués dans cette formule changent. Pour la première année, l'écart entre volumes réels et volumes estimés dépasse le seuil autorisé par Transco. En conséquence, le plafond de la deuxième année est calculée à partir du volume réel (qr_1) corrigé de l'écart maximum défini par Ofgas (e_1) :

$$p_2 = \frac{1}{2} p_1 \left(1 + RPI_2 - X\right)\left(1 + \frac{(qr_1 - e_1)}{q_2}\right) - \frac{p_1 qr_1 - p_1(qr_1 - e_1)}{q_t}$$

Les volumes réellement transportés au cours des années 2 et 3 sont inférieurs au seuil défini par Ofgas. En conséquence, les plafonds des années 3 et 4 sont calculés selon la formule du cas précédent, c'est-à-dire sans qu'aucune correction n'intervienne au niveau des volumes pris en compte. Les volumes transportés durant l'année 4 sont inférieurs aux volumes estimés, le plafond de l'année 5 sera donc calculé sur la base des volumes réels :

$$p_5 = \frac{1}{2} p_4 \left(1 + RPI_5 - X\right)\left(1 + \frac{qr_4}{q_5}\right)$$

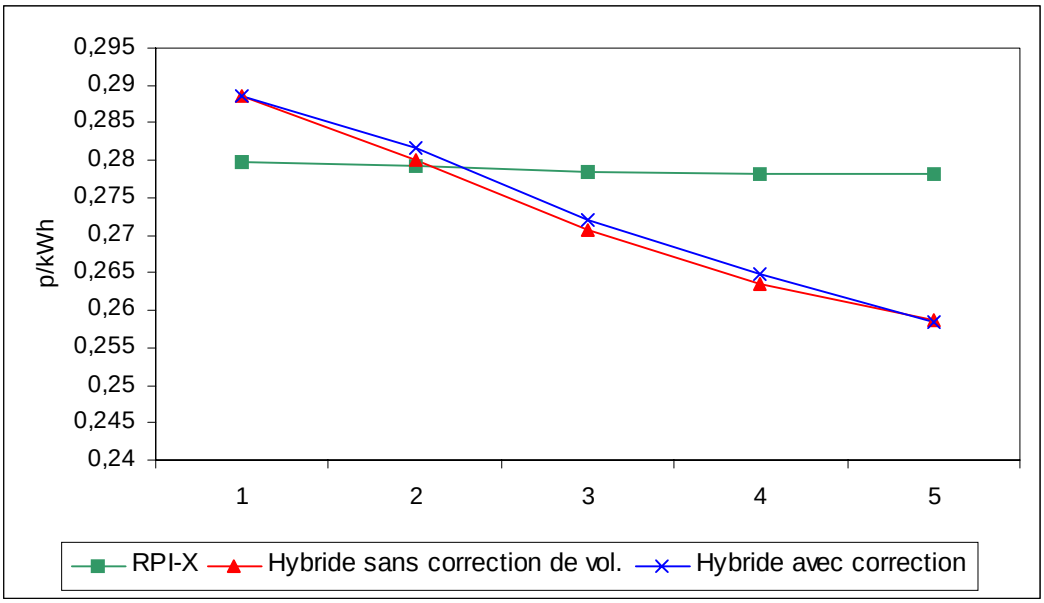
Tableau 2-11 *Price cap* avec plafond de recettes et correction des volumes

	Volumes "Estimés" (qe) *TWh*	Volumes "Réels" (qr) *TWh*	Ecart de vol. qr-qe *TWh*	Ecart de vol. max. (e) *TWh*	*Price cap* avec plafond de recettes *p/kWh*	Recettes Réelles *Millions de £*	Recettes attendues *Millions de £*	Ecart entre recettes *Millions de £*	Recettes réelles actualisées *Millions de £*
t					0,2884			-257,3	
1	815	848	**33**	**23,22**	0,2887	2 448,23	2 285,93	162,30	2 448,23
2	863	886	23	23,21	**0,2816**	2 494,63	2 429,87	64,76	2 336,89
3	919	931	12	23,18	0,2721	2 533,19	2 500,53	32,65	2 222,96
4	968	954	-14	23,18	0,2649	2 527,22	2 527,22	0,00	2 077,49
5	1004	973	-31	23,18	**0,2583**	2 513,37	2 513,37	0,00	1 935,46
Total						**12 516,63**	**12 256,91**		**11 021,03**

2.5.2.d. Comparaison

Grâce aux trois tableaux proposés plus haut, il est possible de comparer l'évolution des plafonds selon les différentes formules retenues par le régulateur.

Figure 2-8 Evolution des plafonds de prix selon les différentes méthodes de calculs

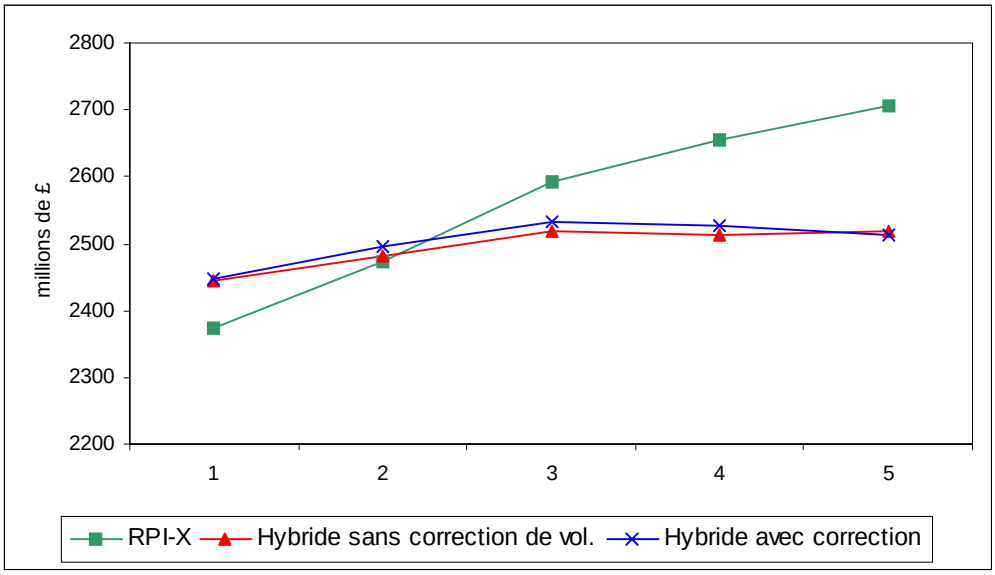


Sur la figure 2-5 ci-dessus, la courbe dont la légende indique « RPI-X » correspond aux plafonds calculés selon une formule d'évolution proche de celle en vigueur entre 1994 et 1997. La légende « Hybride sans correction de vol. » renvoie aux plafonds calculés selon une

formule d'évolution incorporant un plafond de recettes[112] et celle intitulée « Hybride avec correction » se rapporte aux plafonds calculés selon la méthode appliquée par Ofgas pour contrôler les tarifs de Transco sur la période 1997-2002. La formule « RPI-X » implique une relative stabilité des plafonds de prix tandis que l'introduction d'un plafond de recettes dans la formule d'évolution entraîne (avec ou sans correction par les volumes) une baisse des plafonds.

Les volumes réels de la première année étant supérieurs aux volumes estimés augmentés de 3%, les volumes retenus pour le calcul du plafond de l'année sont corrigés et entraînent un plafond supérieur à celui issu de l'application d'une formule hybride sans correction de volumes. Ainsi, comme l'annonçait Ofgas (cf. paragraphe 2.2), la correction par rapport aux volumes réels réintroduit une incitation à développer les volumes de gaz transportés. Durant les années 2 et 3, les volumes réels restent dans la fourchette qui n'implique pas de révision de volumes. En conséquence, les plafonds de prix de la formule hybride avec correction de volume évoluent parallèlement à ceux de la formule hybride sans correction de volume pour les années 3 et 4. Les volumes réellement transportés durant la 4ème année sont inférieurs à ceux estimés, ce qui entraîne une révision des volumes pris en compte dans le calcul du plafond de l'année 5 dans la série « Hybride avec correction ». Le plafond ainsi obtenu se trouve légèrement au dessous de celui de la série « Hybride sans correction de vol.» puisque le plafond de recettes sans réajustement de volumes, implique, en cas de volumes réels inférieurs aux volumes estimés, une remontée des plafonds de prix.

Figure 2-9 Evolution des recettes selon les différentes formules de plafonds de prix



[112] ce qui explique l'usage du terme « hybride ».

Les évolutions constatées sur les plafonds de prix se confirment lorsqu'on observe l'évolution des recettes sur la figure 2-6 ci-dessus. Les recettes de la formule « Hybride avec correction » sont supérieures à celles de la formule « Hybride sans correction de vol. » durant les années 2 à 4 en raison du réajustement des volumes intervenu pour le calcul du plafond de l'année 2. Les recettes de l'année 5 issues de la formule « Hybride avec correction » sont légèrement inférieures à engendrées par la formule « Hybride sans correction » en raison de la prise en compte des volumes réellement transportés durant la 4ème année pour le calcul du plafond de l'année 5 avec la formule « Hybride avec correction ». Le mécanisme souhaité par Ofgas semble donc fonctionner si l'on en juge par l'ajustement à la hausse comme à la baisse des recettes du transporteur en fonction des volumes réels. D'une part l'insertion du plafond de recette dans la formule contient les recettes du monopole et d'autre part le mécanisme de réajustement des volumes réintroduit une certaine incitation à développer le transport de gaz puisque les recettes dépendent des volumes réellement transportés.

L'importance des réformes apportées à la formule de *price cap* entre la période 1994-97 et la période 1997-2002 témoigne de la difficulté de mise en œuvre d'une régulation de ce type. L'introduction d'un plafond de recette complété d'un mécanisme de réajustement des volumes utilisés pour le calcul des plafonds par rapport aux volumes réels permet au régulateur de contenir les profits attribuables à une sous-estimation des volumes en début de période de contrôle. L'incitation à l'efficacité demeure dans la mesure où les coûts ne sont pas réajustés par rapport à leur valeur retenue lors de la détermination du plafond initial. La formule de *price cap* a sensiblement évolué mais son principe n'est pas contesté. La révision de la formule de contrôle des tarifs du transport qui doit intervenir en mars 2002 sera l'occasion pour Ofgas d'apprécier le fonctionnement de sa nouvelle formule et de l'amender si nécessaire.

Conclusion du Chapitre 2

La méthode suivie par le gouvernement britannique nous paraît pouvoir être qualifiée de progressive mais aussi de désordonnée. Elle fut progressive dans la mesure où dans un premier temps, seuls les consommateurs industriels furent concernés. Le seuil d'éligibilité qui fut fixé à 732 923 kWh annuels en 1986 ne fut abaissé à 73 292 kWh qu'en 1992. Différents textes émanant de la MMC et de l'OFT vont venir combler les lacunes du *Gas Act* de 1986 ce qui conduit à une série d'ajustements continus qui rendent le processus de déréglementation de l'industrie gazière heurté. Le rapport de la MMC de 1988 épingle le comportement anticoncurrentiel de *British Gas* dont les pratiques commerciales et les tarifs se sont avérés discriminatoires. Le texte de 1986 crée deux marchés, un réglementé et l'autre ouvert à la concurr

ence. Sur le marché réglementé, les tarifs de *British Gas* sont contrôlés par un *price cap* tandis que sur le marché des consommations annuelles supérieures à 732 923 kWh, *British Gas* est libre de négocier ses tarifs avec chacun de ses clients. Il apparaît donc que la position privilégiée dans laquelle se trouve *British Gas* en tant qu'opérateur historique ne trouve pas de compensation dans le dispositif instauré par le *Gas Act* de 1986. La part du marché industriel détenue par *British Gas* était encore de l'ordre de 80% à la fin de 1990 [Ofgas, 1996]. Dans son rapport, la MMC se propose d'infléchir le comportement de *British Gas* en l'obligeant notamment à publier ses tarifs sur le marché ouvert et à ne pas acquérir plus de 90% de la production des champs nouvellement mis en service en Mer du Nord. Ces mesures ignorent les problèmes posés par la structure de *British Gas* qui est à la fois fournisseur sur le marché réglementé et le marché ouvert tout en assurant l'exploitation du réseau de transport.

Le régulateur britannique a durci la formule de contrôle des tarifs de vente de *British Gas* en 1991. Sans revenir sur le principe de la répercussion directe des coûts d'acquisition du gaz dans le plafond de prix, le régulateur a remplacé le coût moyen d'achat de *British Gas* par un indice synthétisant les évolutions de prix des différents contrats liant *British Gas* aux producteurs. Cette mesure atténue le lien que l'intervention conjointe de *British Gas* sur le marché réglementé et le marché non réglementé établissait entre les clients du premier et les clients du dernier. L'utilisation de l'indice GPI réduit le risque d'apparition de subventions croisées des clients du marché réglementé vers les clients du marché non réglementé. Le rapport de l'OFT est le premier à souligner la difficulté que soulève la coexistence d'activités

réglementées et concurrentielles au sein d'une même entité. En conséquence, le rapport publié en 1991 préconise la création d'une filiale distincte chargée de l'exploitation du réseau de transport et de distribution afin d'empêcher *British Gas* de pratiquer des subventions croisées entre ces clients au niveau des frais de transport et de stockage. Outre cette mesure d'ordre structurelle, l'OFT souhaite accélérer le développement de la concurrence sur le marché ouvert à la concurrence en contraignant *British Gas* à réduire sa part du marché ouvert à 40%. Le seuil d'éligibilité a été abaissé de 732 923 kWh à 73 292 kWh annuels en 1992 suite aux recommandations de l'OFT, cependant *British Gas* reste contraint de publier ses tarifs sur la tranche du marché nouvellement ouverte à la concurrence, tarifs qui doivent respecter le plafond de prix défini par Ofgas. Les relations tendues entre l'opérateur historique et son régulateur ont requis l'intervention de la MMC en 1993. Cette fois la commission met en avant les obstacles au développement de concurrence que constituent d'une part la structure intégrée de *British Gas* et d'autre part les conditions de l'accès des tiers aux capacités de transport et de stockage. Bien que la MMC ait proposé une séparation totale des activités de transport et de stockage, le ministère de l'industrie préféra conserver la structure intégrée de British jusqu'en 1997. En ce qui concerne l'ouverture du marché, les décisions gouvernementales dépasseront les recommandations de la MMC puisque la disparition du seuil d'éligibilité fut programmée pour 1996.

En 1995, un nouveau *Gas Act* instaure les trois licences autour desquelles s'organisent le marché gazier britannique : celle de *public gas transporter* (Transco et d'autres exploitants de réseaux gaziers), de *shippers* (affréteurs) et de *suppliers* (fournisseurs). C'est en 1998, après que *British Gas* ait été scindée en deux entités totalement distinctes et que la dernière zone du secteur résidentiel ait été ouverte que s'est achevé le processus de déréglementation de l'industrie gazière britannique. Aujourd'hui, la régulation gazière bute sur les mêmes problèmes que ceux relevés à propos des industries de service public récemment privatisées (l'eau, les télécommunications et l'électricité). Ces difficultés concernent l'encadrement et la transparence de l'activité des régulateurs ainsi que le traitement des consommateurs à faibles revenus. Parmi les enjeux spécifiques à la déréglementation gazière, ils nous faut mentionner la convergence des marchés du gaz et de l'électricité à laquelle on assiste en Grande-Bretagne. En juin 1999, parmi les fournisseurs autres que British Gas (dont la part du marché résidentiel et commercial mesurée en clients fournis s'élève encore à 76% [Ofgas, 1999]), les compagnies détenues par un fournisseur d'électricité représentaient 75% de la fourniture indépendante en nombre de clients [Ofgas, 1999]. Les autres fournisseurs sont

pour la plupart des filiales de compagnies pétrogazières ou de producteurs d'électricité. Cette convergence a rendu nécessaire la fusion des régulateurs du gaz et de l'électricité.

Une des principales missions de ce régulateur consiste à contrôler les conditions de l'accès des fournisseurs indépendants au réseau de transport géré par Transco. C'est dans le cadre de cette mission qu'il a réformé la formule contrôlant les tarifs de transport de Transco. L'objectif de cette nouvelle formule était d'une part d'atténuer l'incitation à minimiser les estimations de volume et d'autre part à réviser les différents paramètres pris en compte pour le calcul du plafond. Jusqu'en 1994, les tarifs de transport étaient contrôlés ex post sur la base des coûts présentés par le transporteur. Ce mode de réglementation est à rapprocher de la réglementation par le coût du service en vigueur aux Etats-Unis dans la mesure où elle se fondent sur les coûts de la firme pour déterminer les tarifs. Comme nous aurons l'occasion de le montrer au cours du chapitre suivant consacré aux approches théoriques du *price cap* et du *cost plus*, le *price cap* est de nature à inciter la firme réglementée à l'efficacité dans la mesure où ses tarifs sont soumis à un plafond qui évolue selon une formule indépendante des coûts réellement supportés. Cependant l'opposition de la réglementation par plafond de prix avec la réglementation par le coût du service n'est pas nécessairement pertinente car l'évaluation des coûts est nécessaire dans le cadre du plafond de prix pour la détermination du plafond initial. Comme nous l'avons rappelé, les coûts estimés constituent une source de conflit importante entre le régulateur et la firme régulée.

La nouvelle formule applicable aux tarifs du transport gazier réduit l'impact d'une sous-estimation des volumes mais elle implique une moindre incitation pour le transporteur à développer son activité dans la mesure où une partie de ces recettes sont fixées à l'avance. Le régulateur a prévu un mécanisme correctif qui relie les recettes du monopole aux volumes réellement transporté. A la faveur de ces ajustements, la formule de contrôle s'est nettement complexifiée. Nous reviendrons sur les impacts économiques (en termes de surplus et de profits) de cette formule « hybride » instaurée par Ofgas dans le chapitre 3.

Bien que le régulateur et les différentes instances amenées à se prononcer sur le processus de déréglementation de l'industrie gazière ne les aient pas immédiatement identifiés comme étant des enjeux importants, la structure de l'opérateur historique et le contrôle des charges d'accès constituent, à l'issue de l'analyse de l'expérience britannique, des points clés de tout processus de déréglementation. Le chapitre 3 nous permettra d'apprécier les apports de la théorie économique en ce qui concerne les réglementations de types *price cap* et *cost plus*.

Deuxième Partie

APPROCHE THEORIQUE DES REGLEMENTATIONS TARIFAIRES APPLIQUEES AU TRANSPORT DU GAZ NATUREL PAR GAZODUC

Chapitre 3

L'interprétation théorique des réglementations tarifaires appliquées au transport gazier en Grande-Bretagne et aux Etats-Unis.

Introduction

Dans le cadre de sa politique générale visant à corriger les imperfections du marché, l'Etat définit au régulateur ses objectifs. Nous avons regroupé ses objectifs en quatre grandes catégories imbriquées les unes dans les autres. L'action du régulateur sur les firmes réglementées doit permettre de restaurer l'efficacité productive et l'efficacité allocative. Ce contrôle doit permettre de limiter la rente informationnelle que les firmes en situation de monopole sont susceptibles de retirer. Elle doit simultanément comporter des incitations à l'efficacité. Enfin, l'action du régulateur doit être telle que ce dernier ne soit pas capturé par les firmes qu'il réglemente. Dans la poursuite de ces objectifs, le régulateur est soumis à un certain nombre de contraintes. Ces dernières peuvent être classées en trois grandes catégories (LISTON [1993, p.25]).

Les contraintes informationnelles

Comme le rappellent LAFFONT et TIROLE [1990, p.1], les deux contraintes informationnelles supportées par un régulateur sont le risque moral et la sélection adverse. Ces deux phénomènes sont déterminants dans les rapports de type principal-agent qu'entretiennent la firme contrôlée et le régulateur. Le risque moral concerne les actions que met en œuvre la firme réglementée pour réduire ses coûts et accroître son efficacité. Le régulateur ne pouvant pas connaître parfaitement le degré d'effort consenti par la firme, un risque moral pèse sur lui lorsqu'il réglemente la firme sur la base de ses estimations de coûts. Dans le cas du transport de gaz naturel, il est difficile pour un régulateur de connaître parfaitement les leviers sur lesquels la firme peut jouer pour accroître son efficacité. Le phénomène de sélection adverse intervient lorsque le régulateur dispose de moins d'information que les responsables de la firme sur des variables exogènes. Dans le cas britannique, il y a sélection adverse sur les volumes estimés durant la période de contrôle. En effet, Transco est mieux informé sur l'évolution de la demande qui lui est adressée que le régulateur puisqu'il dispose de relevés de compteurs réguliers et de modèles météorologiques pertinents pour anticiper la demande. Il en va de même pour les coûts liés au transport du gaz qu'un exploitant de réseau national ou local maîtrisera mieux que sa tutelle.

La contrainte budgétaire

Etant donné que nous considérons des activités dans lesquelles les transferts du gouvernement vers la firme ne sont pas envisageables, le régulateur doit faire en sorte que les compagnies qu'il contrôle ne soient pas déficitaires. Comme nous avons pu le constater lors de deux chapitres précédents, le transport du gaz naturel est une activité caractérisée par des rendements d'échelle croissants. Les prix que le régulateur autorisera seront nécessairement supérieurs au coût marginal.

Les contraintes politiques et administratives

LAFFONT et TIROLE relèvent 5 types de contraintes administratives et politiques. Ces contraintes tiennent au fait que les régulateurs sont eux-mêmes inscrit dans une relation principal-agent dans laquelle le principal est l'autorité dont ils dépendent (leur ministre de tutelle, le gouvernement et le parlement). La première concerne l'étendue de l'action du régulateur. Dans le cas du gaz, aux Etats-Unis comme au Royaume-Uni, le régulateur gazier est également le régulateur de l'électricité[113]. Dans le cas britannique, la fusion d'Ofgas avec Offer date de 1999. Il est possible d'y voir une prise de conscience par la tutelle de la convergence des industries gazières et électriques. En France, l'adaptation des directives européennes relatives au gaz et à l'électricité a conduit à la création d'un régulateur mixte (la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz – CREG).

La deuxième contrainte administrative qui pèse sur les régulateurs se situe au niveau de la nature des instruments que ces derniers ont à leur disposition. Dans le cas du gaz naturel, la définition des coûts admis par le régulateur fait partie des instruments dont dispose le régulateur. La définition de ces instruments est du ressort de l'autorité de tutelle à laquelle est soumis le régulateur. En Grande-Bretagne par exemple, c'est le ministère de l'industrie (*Department of Trade and Industry* – DTI) qui définit, modifie et octroie la licence de transporteur dans laquelle sont fixées les conditions tarifaires que doit respecter Transco.

Le cadre temporel dans lequel doit se situer le contrôle décidé par la tutelle du régulateur constitue la troisième contrainte pesant sur ce dernier. Il est rare qu'un régulateur ait la possibilité de prendre des engagements de long terme avec les compagnies réglementées, en raison du renouvellement régulier des régulateurs ou des commissions de régulation.

[113] Comme nous l'avons mentionné au chapitre 1, la juridiction de la FERC qui régule le transport de gaz inter-état s'étend aux autres énergies : pétrole, électricité et charbon.

Dans le cadre de ces trois contraintes, les régulateurs peuvent définir l'ensemble des contrats réalisables parmi les contrats définis par les contraintes informationnelles et budgétaires. LAFFONT et TIROLE mentionnent un quatrième type de contraintes administratives : il s'agit des contraintes de procédures. Dans le cas britannique par exemple, les relations entre le régulateur et les firmes régulées sont régies par les licences octroyées par le DTI. Aux Etats-Unis, l'Administrative Act de 1946 oblige les agences de régulation (dont la FERC) à procéder à des auditions publiques. A ces contraintes administratives, il convient d'ajouter les contraintes politiques.

La réglementation par le coût du service (ou par le taux de rendement) a longtemps été l'outil privilégié par le régulateur pour contrôler des firmes en situation de monopole naturel tout en respectant les contraintes brièvement décrites ci-dessus. Cependant, ce mode de réglementation, en garantissant à la firme des tarifs lui permettant de couvrir ses coûts, élimine toute incitation à l'efficacité en termes de coûts, incite la firme à surcapitaliser et défavorise systématiquement les consommateurs par rapport aux actionnaires. Devant les effets pervers de ce type de réglementation, le régulateur gazier britannique a abandonné en 1994 ce type de réglementation pour les tarifs du transport gazier au profit d'un plafond de prix (*price cap*). En fixant une limite haute aux tarifs pratiqués par le monopole, le régulateur incite ce dernier à réduire au maximum ces coûts afin d'accroître sa marge. Cependant, si le niveau de cette limite est trop élevé, la firme réglementée, et donc ses actionnaires, bénéficieront d'une rente prélevée sur les consommateurs.

Le choix du régulateur en matière de contrôle tarifaire se fonde sur deux principes. Un principe d'efficacité productive selon lequel chaque firme doit exercer ses activités au coût minimum et selon lequel les activités doivent être réparties entre les firmes de manière à minimiser l'ensemble des coûts de l'industrie ; un principe « d'efficacité allocative » selon lequel les ressources rares dans l'économie doivent être allouées entre les acteurs (producteurs et consommateurs) de manière à obtenir le bien-être maximum. Le principe d'efficacité allocative implique que le prix que pratique la firme réglementée corresponde au coût réel de fourniture. S'il prilivégie ce principe, le régulateur choisira une réglementation par le coût du service qui garantit la concordance des prix par rapport au coût. Si au contraire, le principe d'efficacité productive est le moteur principal de son action, le régulateur optera pour une réglementation par plafond de prix qui incitera la firme à minimiser ses coûts de production. Ces deux principes ne peuvent qu'exceptionnellement être respectés simultanément par des entreprises réglementées. En effet, dans le cadre d'un price cap, si la firme parvient à abaisser

son coût moyen sensiblement sous le plafond de prix fixé par le régulateur, il bénéficiera d'une rente qui contredira le principe d'efficacité allocative dans la mesure où le consommateur acquittera un prix qui ne correspondra pas au coût réel de fourniture. A l'opposé, lorsque les tarifs de la firme sont réglementés par le coût du service, le principe d'efficacité productive est bafoué dans la mesure où la firme n'est pas incitée à minimiser ses coûts de fourniture.

La théorie économique distingue donc ces deux modes de réglementation sur la base de leur pouvoir incitatif et de la rente dont peut bénéficier la firme réglementée(LAFFONt, TIROLE [1990, p.11]). Nous nous proposons, sur la base d'un modèle de référence (section 1) mettant en œuvre une firme multiproduits intervenant simultanément sur des marchés réglementés (les différents services de transports : ferme et interruptible) et des marchés non réglementés (services annexes comme le comptage[114]), d'analyser en termes d'efficacité allocative et productive les différentes formes de réglementation basées sur le coût du service (section 2) et celles fondées sur un plafond de prix (section 3). La section 4 sera consacrée aux points de tangence entre ces deux réglementations. Notre modèle nous permettra finalement d'apporter un éclairage théorique sur la nouvelle formule appliquée aux tarifs du transport gazier en Grande-Bretagne (section 5).

[114] Le régulateur britannique Ofgem a mis en place un projet qui consiste à ouvrir le comptage à d'autres compagnies que Transco. Le document relatif à ce projet (Ofgem [2000, p.4] précise cependant que la séparation de cette activité jugée concurrentielle de l'activité de transport qualifiée de monopolistique est nécessaire pour la création d'un « marché du comptage ».

Section 1 Le modèle de référence

1.1. Les hypothèses

Afin de pouvoir apprécier et comparer les limites inhérentes à la réglementation par plafond de prix et par le taux de rendement, nous allons considérer un modèle dans lequel une firme réglementée fournit n biens et services aux consommateurs. Parmi ces n biens, il y en a m pour lesquels la firme est en situation de monopole, l'offre des autres biens étant soumis à la concurrence. Pour l'ensemble de sa production, la firme détermine les quantités qu'elle souhaite produire et par conséquent le montant des facteurs production (capital et travail) dont elle a besoin.

Nous noterons $p = \left(p^1, ...p^n\right)$, le vecteur des prix des n produits fournis par la firme, $V(p)$ le surplus des consommateurs tel que $\nabla V(p) = -x(p)$ où $x(p)$ représente le vecteur des demandes en biens i et $\nabla V(p)$ le gradient de V. Le vecteur x(p) est composé des $x^i(p)$, $i \in N$, qui représentent la quantité de bien i demandée par les consommateurs pour le vecteur de prix p. La firme réglementée dispose de trois catégories d'instruments pour optimiser son profit. Premièrement, elle peut fixer les prix sur une portion des biens qu'elle met sur le marché. Nous considérons que la firme est *price maker* sur une partie de ses marchés ($p^k, k \in M \subseteq I$, I étant l'ensemble des biens produits par la firme et M le sous-ensemble des biens pour lesquels elle est en situation de monopole) et *price taker* sur l'autre. La demande en biens j ($j \in J, J \cup M = I$, J représente l'ensemble des biens fournis la firme sur les marchés non réglementés) est servie d'une part par la firme réglementée et d'autre part par les autres firmes. Sur le sous-ensemble M, la firme est en situation de monopole. Finalement, nous avons $x_i(p) - z_i - y_i(p) = 0$ où z_i représente la production en bien i de la firme réglementée et $y_i(p)$ celle du secteur concurrentiel avec $y_j(p) = 0$ pour tout $j \in J$.

Etant donnés les différents cas que nous allons envisager sur la base de ce modèle, nous considérerons deux formes de la fonction de coût de la firme réglementée. Le coût marginal de la production de i s'écrit donc :

$$c^i = \frac{\partial C(z^1, ..., z^n)}{\partial z^i} \tag{3.1}$$

En décomposant les coûts selon les facteurs de production, nous supposons que la firme détermine le montant en facteur travail (L) et en facteur capital (K) par rapport à la production optimale. Autrement dit, K est tel que $K = K(z^1,...,z^n) + K^0$ et L tel que $L = L(z^1,...,z^n) + L^0$. Dans ces conditions, la fonction de coût de la firme s'écrit :

$$C(z,K,L) = rK(z) + wL(z) \tag{3.2}$$

où r est le coût moyen du capital, et w le coût moyen du travail. Si l'intégralité du capital de la firme était emprunté, r représenterait le taux d'intérêt. Si au contraire, ces équipements étaient financés par des fonds propres, r représenterait le coût d'opportunité de ces capitaux, c'est à dire le taux d'intérêt auquel a renoncé la firme en investissant ces fonds au lieu de les placer.

Le coût marginal de la production d'un bien i donne alors :

$$\frac{\partial C(z,K,L)}{\partial z^i} = c^i = r\frac{\partial K}{\partial z^i} + w\frac{\partial L}{\partial z^i} \tag{3.3}$$

Le surplus collectif est composé de la somme pondérée du surplus des consommateurs et du profit de la firme.

$$W(p) = V(p) + \alpha\pi(p) \tag{3.4}$$

1.2. Le monopole non contraint

1.2.1. Le modèle général

Afin de disposer de la structure des tarifs d'un monopole non réglementé en guise de référence pour apprécier les conséquences d'une réglementation par plafond de prix et d'une réglementation par le taux de rendement, nous allons résoudre le programme de maximisation suivant :

$$\Psi(p^k, z^i) = \sum_{i=1}^{n} p^i z^i - C(z^1,...,z^n) + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x^i(p) - y^i(p) - z^i \right] \tag{3.5}$$

où la firme maximise son profit sous la seule contrainte que l'offre des biens soit égale à la demande avec λ^i ($\lambda^i \geq 0$), le multiplicateur de Lagrange lié à la contrainte d'équilibre entre les quantités offertes ($y^i(p) + z^i$) et les quantités demandées ($x^i(p)$) du bien i. Les conditions de premier ordre nous donnent :

$$\frac{\partial\psi}{\partial p^k} = z^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[\frac{\partial x^i(p)}{\partial p^k} - \frac{\partial y^i(p)}{\partial p^k} \right] = 0$$

$$\frac{\partial\psi}{\partial z^i} = p^i - c^i - \lambda^i = 0$$

$$x^i(p) - y^i(p) - z^i = 0$$

Si on note $\hat{z}^i$ la demande en bien i adressée à la firme réglementée, nous avons $\frac{\partial x^i(p)}{\partial p^k} - \frac{\partial y^i(p)}{\partial p^k} = \frac{\partial \hat{z}^i(p)}{\partial p^k}$. Cette égalité signifie qu'une variation de la demande en bien i consécutive à une variation du prix du bien k à laquelle on soustrait la variation de la production de ce bien i par le secteur non réglementé donne la variation de la demande adressée à la firme réglementée pour ce bien i. Compte tenu de cette égalité, en combinant les relations ci-dessus, nous obtenons la structure de tarifs suivante :

$$\boxed{z^k = -\sum_{i=1}^{n} \left(p^i - c^i\right) \frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k}} \qquad (3.6)$$

Le fait que z^k soit positif dépend d'une part de la complémentarité entre les biens fournis par la firme réglementée mais également de l'écart entre le prix de vente et le coût marginal des n biens fournis par la firme réglementée. Nous supposons que les liens de complémentarité et de substituabilité sont tels que les productions de la firme sont non négatives ($z^k \geq 0, \forall k \in J$).

1.2.2. Les demandes indépendantes

Pour simplifier l'analyse des résultats des modèles de réglementation, il est parfois nécessaire de considérer des demandes indépendantes. Dans ce cadre, la demande adressée à la firme pour un de ses services i (dont le prix est fixé par la firme ou par le marché) est indépendante du prix des autres produits offert par la firme. Autrement dit, nous avons $\partial \hat{z}_t^i / \partial p_t^k = 0$ pour tout $i \neq k$.

Sous cette hypothèse, la relation (3.6) devient $z^k = -\left(p^k - c^k\right) \partial \hat{z}^k / \partial p^k$, ce qui permet d'exprimer le prix d'un bien k (bien pour lequel la firme est en situation de monopole) en fonction de l'élasticité-prix de la demande. En effet, comme nous l'avons précisé plus haut, pour les bien k, la firme est sans concurrent, la demande globale $x(p)$ est donc égale à l'offre

de la firme z^k et à la demande adressée à la firme $\hat{z}^k$. Si on appelle η^k l'élasticité-prix de la demande du bien k, alors $\eta^k = -\frac{\partial \hat{z}^k}{\partial p^k}\frac{z^k}{p^k}$. L'écart entre le prix de vente p^k et le coût marginal de fourniture du service k s'écrit alors :

$$\frac{p^k - c^k}{p^k} = \frac{1}{\eta^k} \tag{3.7}$$

Il apparaît que, lorsque la firme est en situation de monopole, l'écart entre le prix et le coût marginal est directement inversement proportionnel à l'élasticité-prix de la demande de ce bien. Plus la demande est élastique, moins le monopole rationnera la demande. Si les demandes sont captives (absence de substitut), le monopole appliquera un prix élevé.

1.3. La maximisation du surplus global sous contrainte de l 'équilibre budgétaire de la firme réglementée

1.3.1. Maximisation du surplus sous contrainte de profit

Dans ce cas de référence, nous considérons une situation fictive dans laquelle le régulateur a la possibilité de fixer les prix de la firme sur les marchés où cette dernière est en situation de monopole afin de maximiser le surplus global, c'est-à-dire la somme du surplus du consommateur ($V(p)$) et du profit de la firme réglementée pondéré par α ($\alpha \leq 1$). Le lagrangien de cette maximisation s'écrit donc :

$$\Psi(p,z) = V(p) + \alpha\left[\sum_{i=1}^{n} p^i z^i - C(z)\right] + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x^i(p) - y^i(p) - z^i\right] + \mu\left[\sum_{i=1}^{n} p^i z^i - C(z)\right] \tag{3.8}$$

où μ ($\mu \geq 0$) est le multiplicateur associé à la contrainte d'équilibre budgétaire de la firme. Le théorème de KHUN et TUCKER nous permet d'obtenir les conditions de premier ordre[115] suivantes :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = -x^k(p) + \alpha z^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[\frac{\partial x^i(p)}{\partial p^k} - \frac{\partial y^i(p)}{\partial p^k}\right] + \mu z^k = 0$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z^i} = \alpha\left(p^i - c^i\right) - \lambda^i + \mu\left(p^i - c^i\right) = 0$$

[115] A l'instar de BÖS [1994, p.75], nous laisserons ouvertes les discussions concernant les conditions secondes. Nous supposerons a priori que les conditions pour la réalisation d'un maximum local unique sont remplies et qu'il est compatible avec les décisions décentralisées d'agents rationnels.

$$x^i(p) - y^i(p) - z^i = 0$$

$$\mu\left[\sum_{i=1}^{n} p^i z^i - C(z)\right] = 0$$

Les deux premières équations de ce système peuvent se réécrire :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = -(1-\alpha-\mu)z^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k} = 0$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z^i} = -\lambda^i + (\alpha+\mu)\left(p^i - c^i\right) = 0$$

En isolant λ^i grâce à la relation ci-dessus et en le reportant sans l'égalité qui la précède, nous obtenons une structure tarifaire telle que :

$$\boxed{\frac{\alpha+\mu-1}{\alpha+\mu} z^k = -\sum_{i=1}^{n}\left(p^i - c^i\right)\frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k}} \tag{3.9}$$

Les prix qui vérifient la relation (3.9) sont appelés prix RAMSEY. La complémentarité des biens produits par la firme réglementée est une condition nécessaire (mais non suffisante) à l'émergence d'un prix supérieur au coût marginal. Si au contraire, l'ensemble des demandes adressées au différents bien sont indépendantes et si $\alpha = 1$, la relation (3.9) devient :

$$\frac{\mu}{\mu+1} z^k = -\left(p^k - c^k\right)\frac{\partial \hat{z}^k}{\partial p^k} \tag{3.10}$$

ce qui se peut s'écrire :

$$\boxed{\frac{p^k - c^k}{p^k} = \frac{\mu}{\mu+1}\frac{1}{\eta^k}} \tag{3.11}$$

où $\eta^k = -\frac{\partial \hat{z}^k}{\partial p^k}\frac{z^k}{p^k}$ représente l'élasticité-prix de la demande en bien k. Cette formule indique que l'écart entre le prix du bien k et son coût marginal est inversement proportionnel à l'élasticité-prix de la demande.

Une structure de prix RAMSEY réalise un optimum de second rang. La structure décrite par la relation (3.9) nous servira de référence pour apprécier les conséquence des réglementations appliquées au transport de gaz naturel en Grande Bretagne et aux Etats-Unis.

1.3.2. Maximisation du profit sous contrainte de surplus

Le lagrangien de cette maximisation s'écrit :

$$\Psi(p,z)=\sum_{i=1}^{n}p^i z^i - C(z) - \sum_{i=1}^{n}\lambda^i\left[x^i(p)-y^i-z^i\right]+\gamma V(p)$$

Les conditions de premier ordre sont :

$$\frac{\partial\Psi}{\partial p^k}=z^k-\sum_{i=1}^{n}\lambda^i\frac{\partial\hat{z}^i}{\partial p^k}-\gamma x^k(p)=0$$

$$x^i(p)-y^i(p)-z^i=0$$

$$\frac{\partial\psi}{\partial z^i}=p^i-c^i+\lambda^i=0$$

$$\gamma V(p)=0$$

Etant donné que sur les biens produits uniquement par la firme (biens avec un indice k), la demande est intégralement servie par la firme réglementée ($x^k(p)=z^k$), les deux conditions précédentes nous permettent de définir la structure tarifaire suivante :

$$\boxed{(1-\gamma)z^k=-\sum_{i=1}^{n}\left(p^i-c^i\right)\frac{\partial\hat{z}^i}{\partial p^k}} \qquad (3.12)$$

En comparant (3.12) avec (3.10) qui sont deux égalités équivalentes, il apparaît que $\mu/\mu+1=1-\gamma$. Or , $0\le\mu/\mu+1<1$, ce qui implique $0<\gamma\le 1$. Ce résultat est important pour les développements ultérieurs.

Dans le cas où les demandes adressées aux services offerts par la firme réglementée sont indépendantes, (3.12) devient $(1-\gamma)z^k=-\left(\partial\hat{z}^k/\partial p^k\right)\left(p^k-c^k\right)$ qui permet d'écrire le prix en fonction du coût marginal et de l'élasticité de la demande :

$$\frac{p^k-c^k}{p^k}=\frac{1-\gamma}{\eta^k}$$

Si la contrainte n'est pas saturée ($\gamma=0$), il apparaît alors que le prix du bien k est le prix de monopole (cf. (3.7).

1.4. Les surplus collectifs de référence

Afin de comparer les surplus collectifs issus des différents modes de contrôle tarifaire que nous allons envisager, nous considérons des demandes linéaires telles que $x^k = b^k - p^k$. Etant donné que la firme est la seule à fournir les biens k, nous avons $z^k = \hat{z}^k = x^k$. Afin de simplifier les calculs, les demandes adressées au monopole pour les différents biens sont indépendantes.

L'écart entre le bien-être optimal de premier rang (lorsque les prix sont égaux aux coûts marginaux) et un vecteur prix p quelconque s'évalue à partir des variations de surplus du consommateurs auxquelles il faut ajouter celle du surplus des producteurs[116].

Cette différence s'écrit :

$$W(c) - W(p) = \sum_k \frac{\left(p^k - c^k\right)^2}{2} \tag{3.13}$$

La comparaison entre le bien-être de premier rang et celui issu d'un prix de monopole s'obtient par exemple en appliquant la règle (3.6) compte tenu des demandes définies ci-dessus. Si on note p_M, le vecteur des prix d'un monopole non contraint, les prix des différents biens k seront donnés par la relation suivante : $p_M^k = \frac{1}{2}\left(b^k + c^k\right)$. Les prix issus de la règle (3.12) seront donnés par $p_{RB}^k = \frac{(1-\gamma)b^k + c^k}{2-\gamma}$. En appliquant l'égalité (3.13) au prix p_M et p_{RB}, nous avons : $W(c) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(p_M^k - c^k\right)^2}{2}$ et $W(c) - W(p_{RB}) = \sum_k \frac{\left(p_{RB}^k - c^k\right)^2}{2}$.

Ce qui donne : $W(c) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(b^k - c^k\right)^2}{8}$ et $W(c) - W(p_{RB}) = \sum_k \frac{\left[(1-\gamma)\left(b^k - c^k\right)\right]^2}{2(2-\gamma)^2}$.

Ces deux égalités permettent de définir l'écart de bien-être entre une tarification de monopole non réglementé et la tarification RAMSEY-BOITEUX.

$$W(p_{RB}) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(b^k - c^k\right)^2 \left[\gamma(4-3\gamma)\right]}{8(2-\gamma)^2}$$

[116] C'est-à-dire la somme des triangles de HARBERGER (COWAN [1997a, p.67]).

Cette différence est bien évidemment positive puisque $0 < \gamma \leq 1$. Nous reprendrons cette démarche pour comparer les différentes formes de *price cap* au cours de la section 4. En appliquant le modèle présenté au paragraphe 1.1, nous obtenons des règles générales qui traduisent les choix de la firme dans les divers cadres réglementaires auxquels elle est soumise. La spécification des fonctions de demande nous permettra de comparer les effets des différentes formules en termes de bien-être collectif.

Section 2 La réglementation par le coût du service

2.1. Définitions

Comme nous l'avons exposé durant la section 4 du chapitre 1, la réglementation par le coût du service consiste pour le régulateur à définir les tarifs de la firme de façon à ce que le montant des recettes du monopole couvrent ses coûts. Le calcul se fonde sur les coûts observés durant la période test. Comme le décrivent LAFFONT et TIROLE [1990, p.14], la détermination des tarifs par le régulateur qui a choisi la réglementation par le coût du service[117] s'effectue en deux étapes. Tout d'abord, le régulateur doit évaluer les coûts supportés par le monopole sur une période de référence, la période test telle que nous l'avons définie à la section 2 du chapitre 1. Il évalue également l'actif de l'entreprise[118]. Le régulateur peut refuser de prendre en compte certains coûts ou certains éléments de l'actif s'il les estime non justifiés ou disproportionnés. Il lui faut également déterminer un taux de rendement du capital qu'il applique à l'actif du monopole. Dans la définition de ce taux, le régulateur est soumis à une limite inférieure. En effet, il ne peut descendre en dessous du taux défini comme la juste rémunération des actionnaires privés au risque de voir ceux-ci placer leurs capitaux sur d'autres valeurs. La somme des coûts autorisés et du rendement sur le capital donne le montant des recettes autorisées.

Comme nous l'avons montré dans le paragraphe 2.2 du chapitre 2, les recettes que le régulateur autorise à la firme en place sont telles qu'elles doivent permettre le financement des investissements et des coûts d'exploitation. Les recettes autorisées pour une année t (R_t) doivent être égales à la somme des coûts d'exploitation (Ce_t), de l'amortissement (A_t) et du rendement autorisé (Ra_t).

$$R_t = Ce_t + A_t + Ra_t \tag{3.14}$$

[117] Comme le soulignent ces deux auteurs, dans la littérature, la réglementation par le coût du service est souvent appelée réglementation par le taux de rendement. Or, comme nous avons pu le constater au cours de la section 2 du chapitre 2 consacrée au *price cap* britannique, cette dernière nécessite également la détermination par le régulateur d'un taux de rendement.

[118] Sur la base du coût historique dans le cas américain (cf. Chapitre 1) et sur la base du coût de remplacement dans le cas britannique (Cf. Chapitre 2).

Le rendement (Ra_t) dépend de la base tarifaire (Vr_t qui est la valeur de l'actif évaluée par le régulateur) et du taux de rendement (c). Pour simplifier, nous poserons $Ra_t = cVr_t$. Cette étape donne lieu à de vives controverses lors des auditions publiques au cours desquelles les différentes parties concernées (le régulateur, la firme et ses clients) interviennent. Ces débats portent sur le niveau des coûts et sur le taux de rendement du capital.

La seconde étape de processus réglementaire consiste à définir le vecteur de prix qui correspondent aux recettes autorisées. Il s'agit pour le régulateur de fixer le niveau général des prix et les prix relatifs des différents services fournis par la firme. Les auditions publiques à ce niveau permettent aux parties concernées (le régulateur, le monopole, ses clients) de confronter leur point de vue, notamment sur la demande attendue. Au cours de cette étape du processus réglementaire, les débats portent sur la discrimination par les prix. Le régulateur peut autoriser une certaine discrimination parmi les catégories de clients (dans le cas du transport inter-état de gaz naturel : les gros clients industriels, les électriciens, les CDL et les *marketers*). Tout d'abord, certains types de consommateurs doivent être protégés du coût élevé qu'entraînent la fourniture de leur service et la faible élasticité de leur demande. Ainsi, les CDL dont le facteur de charge est peu élevé occasionnent au transporteur un coût plus élevé qu'un industriel dont le profil de charge est constant. L'élasticité de la demande des CDL est relativement faible compte tenu du caractère captif de leur clientèle. La FERC peut estimer que les tarifs pratiqués par les transporteurs tiennent compte des obligations de service public qui incombent aux CDL.

Dans le cas du transport du gaz qui est un « service intermédiaire », le régulateur doit s'assurer que les tarifs du gazoduc ne permettent pas à ce dernier de discriminer au sein d'une catégorie d'expéditeurs (les industriels par exemple). Comme le soulignent LAFFONT et TIROLE [1990, p. 15], ces considérations sont cruciales pour la régulation d'activité qui sont des goulets d'étranglement comme la gestion des réseaux électriques, gaziers et de télécommunication. En effet, les conditions d'accès au réseau sont déterminantes pour l'instauration de la concurrence en amont et en aval du goulot d'étranglement. Ces considérations sont également valables pour la régulation par plafond de prix.

2.2. Avantages

Dans sa comparaison entre la réglementation par le coût du service et la réglementation par *price cap*, LISTON [1993, p.26] relève les deux avantages principaux de la

réglementation par le coût du service : la simplicité et la possible convergence vers des tarifs RAMSEY-BOITEUX.

2.2.1. La simplicité

Le premier des avantages mis en exergue par cet auteur est la simplicité de ce mode de réglementation. En effet, le régulateur contrôle via les tarifs qu'il autorise les profits de la firme en place et empêche ainsi cette dernière de se comporter en monopole. L'argument de la simplicité peut cependant être discuté au regard des informations nécessaires à la mise en œuvre de la réglementation par le coût du service. Chaque révision tarifaire exige l'examen par la FERC des pièces comptables justificatives de la firme réglementée.

2.2.2. La convergence vers des prix de type Ramsey - Boiteux

Le second avantage est plus théorique puisqu'il concerne la possibilité qu'offre la réglementation par le coût du service au régulateur d'obtenir des tarifs de type RAMSEY-BOITEUX. LOGAN, MASSON et REYNOLDS [1989, p.851] ont montré[119] comment un régulateur pouvait, sur la base d'une réglementation par le coût du service aboutir à une structure tarifaire respectant un optimum de second rang. Nous reprenons ici leur démarche dans le cadre de nos hypothèses explicitées au paragraphe 1.1.

2.2.2.a. La logique du modèle

LOGAN et alii considèrent que le régulateur fixe les prix pratiqués par les *utilities* de façon à obtenir un taux de rendement « cible » . Si le taux de rendement est différent de la valeur attendue par le régulateur, ce dernier peut solliciter de nouvelles auditions afin de revoir les tarifs de la firme. Le régulateur ne connaît pas la demande ex ante ni le coût du capital de la firme. Il sait que ce dernier se situe dans un intervalle $[\underline{r}, \overline{r}]$. Afin de ne pas faire encourir le risque à la firme en place de ne pas rémunérer assez son capital, le régulateur sera tenté de choisir un taux de rendement cible s tel que $s = \overline{r}$. Ce faisant il risque de provoquer une surcapitalisation, phénomène souvent appelé distorsion d'AVERCH-JOHNSON sur lequel nous reviendrons plus loin. Etant donné que le régulateur ne connaît pas la fonction de demande, il est dans l'incapacité a priori de choisir un taux de rendement s qui aboutisse à des prix RAMSEY. LOGAN et alii proposent un mécanisme de réglementation dans lequel le régulateur détermine un taux de rendement cible. Entre deux révisions (durant la période

[119] Ces auteurs sont partis de deux modèles distincts, celui de BAWA et SIBLEY [1980] et celui de VOGELSANG et FINSINGER (1979).

réglementaire), la firme est libre de choisir son vecteur de prix. Selon l'écart entre le taux de rendement réel et le taux de rendement attendu, le régulateur peut revoir son choix.

2.2.2.b. Les hypothèses du modèle

Les demandes adressées à la firme sont supposées constantes dans le temps ainsi que les prix des inputs. A une date t, la firme doit donc choisir le vecteur de prix qu'elle appliquera à la période suivant (p_{t+1}) tel que son taux de rendement soit conforme à l'objectif posé par le régulateur. Lorsque les coûts de la firme sont séparés en coût du capital et coût du travail, la contrainte supportée par la firme s'écrit :

$$\sum_i z_t^i p_{t+1}^i - wL_t - sK_t \leq 0 \tag{3.15}$$

où s est le taux de rendement autorisé appliqué à la valeur de l'actif de la firme en t (K_t), ce taux décidé par le régulateur est supérieur au taux de rendement réel r. Le paramètre w représente le taux de salaire moyen appliqué à la masse salariale en t (L_t). L'inégalité (3.15) signifie que la firme se fonde sur sa production actuelle pour évaluer la contrainte imposée par le régulateur sur ses tarifs de l'année suivante.

Les prix sont supposés stables entre deux révisions du taux de rendement. A chaque pas de temps, le régulateur observe les profits de la firme et décide ou non de revoir le taux de rendement autorisé. La probabilité d'une révision du taux de rendement est une fonction stochastique croissante de l'écart entre les recettes réelles et les recettes attendues par le régulateur compte tenu du taux de rendement autorisé. Pour une date t, cet écart s'écrit :

$$\Delta_t = \sum_i z_t^i p_t^i - wL_t - sK_t \tag{3.16}$$

où $\sum_i z_t^i p_t^i$ représente la recette réelle et $wL_t + sK_t$ la recette attendue par le régulateur à la date t.

La probabilité d'une révision du taux de rendement (Φ) a donc la forme suivante :

$$\Phi \begin{cases} = 0 \text{ if } \Delta = 0 \\ > 0 \text{ if } \Delta \neq 0 \end{cases}, \qquad \Phi' \begin{cases} = 0 \text{ if } \Delta = 0 \\ > 0 \text{ if } \Delta > 0 \\ < 0 \text{ if } \Delta < 0 \end{cases} \tag{3.17}$$

Ainsi Φ est continue et strictement décroissante lorsque les recettes réelles sont inférieures aux recettes attendues par le régulateur ; elle décroît jusqu'au point au $\Delta = 0$; puis elle est

croissante lorsque les recettes réelles excèdent les recettes autorisées. LOGAN et alii introduisent une asymétrie à la probabilité de révision du taux de rendement telle que $\Phi(-\Delta^*) < \alpha\Phi(\Delta^*)$ où $\alpha < 1$. Cette contrainte signifie que le régulateur réagit moins rapidement si la firme affiche pour une année t un rendement réel inférieur au rendement attendu que si elle dépasse le rendement autorisé.

L'optimisation de la production de la firme se pose comme un problème d'optimisation dynamique. La valeur que la firme souhaite à maximiser à une date t s'écrit comme la somme du profit en t et de l'espérance mathématique de la fonction objectif en t+1, c'est-à-dire :

$$V_t = \sum_i p_t^i z_t^i - wL_t - rK_t + \rho\Phi(\Delta_t)V_{t+1}^R + \rho\left(1-\Phi(\Delta_t)\right)V_{t+1}^N \tag{3.18}$$

La firme est soumise à la contrainte réglementaire suivante :

$$\sum_i p_t^i z_{t-1}^i - wL_{t-1} - sK_{t-1} \leq 0 \tag{3.19}$$

et à la contrainte technique suivante

$$x_i^t(p) - z_i^t - y_t^i(p) = 0 \tag{3.20}$$

Dans la relation (3.18), ρ représente le facteur d'actualisation, c'est-à-dire, si r est le taux d'actualisation, $\rho = 1/1+r$. Si le régulateur ne revoit pas le taux de rendement, autrement dit si la fonction objectif de la firme en t+1 est V_{t+1}^N, alors cette $V_{t+1}^N = V_t$ et comme la contrainte réglementaire n'évolue pas dans ce cas faute de révision du taux de rendement, nous avons $p_{t+1} = p_t$. Etant donnée la stationnarité de la fonction d'offre de la firme, $K_{t+1} = K_t$ et $L_{t+1} = L_t$.

A l'occasion d'une révision du taux de rendement, le programme de maximisation de la firme se traduit par le lagrangien suivant:

$$\begin{aligned}\Psi_t &= \sum_i z_t^i p_t^i - wL_t - rK_t + \rho\Phi(\Delta_t)V_{t+1}^R + \rho\left(1-\Phi(\Delta_t)\right)V_{t+1}^N \\ &+\gamma\left[sK_{t-1} + wL_{t-1} - \sum_i z_{t-1}^i p_t^i\right] + \sum_{i=1}^n \lambda^i\left[x^i(p) - y^i(p) - z^i\right]\end{aligned} \tag{3.21}$$

Les conditions du premier ordre de cette optimisation donnent les équations suivantes :

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Psi_t}{\partial P_t^k} &= z_t^k + \rho \frac{\partial \Phi(\Delta_t)}{\partial \Delta_t}\left[V_{t+1}^R - V_{t+1}^B\right] \\ &+\rho\Phi(\Delta_t)\frac{\partial V_{t+1}^R}{\partial p_t^k} + \rho\left(1-\Phi(\Delta_t)\right)\frac{\partial V_{t+1}^N}{\partial p_t^k} - \gamma z_t^k + \sum_{i=1}^{n}\lambda^i \frac{\partial \overline{z}_i}{\partial p_t^k}\end{aligned} \tag{3.22}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Psi_t}{\partial z_t^i} &= p_t^i - w\frac{\partial L_t}{\partial K_t}\frac{\partial K_t}{\partial z_t^i} - r\frac{\partial K_t}{\partial z_t^i} + \rho\frac{\partial \Phi(\Delta_t)}{\partial \Delta_t}\frac{\partial \Delta_t}{\partial z_t^i}\left(V_{t+1}^R - V_{t+1}^N\right) \\ &+\rho\Phi(\Delta_t)\frac{\partial V_{t+1}^N}{\partial z_t^i} + \left(1-\rho\right)\Phi(\Delta_t)\frac{\partial V_{t+1}^N}{\partial z_t^i} - \lambda_t^i\end{aligned} \tag{3.23}$$

$$\frac{\partial \Psi_t}{\partial \lambda^i} = x^i(p) - y^i(p) - z^i \tag{3.24}$$

$$\gamma\left[sK_{t-1} + wL_{t-1} - \sum_i z_{t-1}^i p_t^i\right] = 0$$

La relation (3.16) nous permet d'écrire :

$$\frac{\partial \Delta_t}{\partial z_t^i} = p_t^i - r\frac{\partial K_t}{\partial z_t^i} - w\frac{\partial L_t}{\partial K_t}\frac{\partial K_t}{\partial z_t^i}$$

Compte tenu de cette égalité, la relation (3.23) devient :

$$\begin{aligned}\frac{\partial \Psi_t}{\partial z_t^i} &= \left(p_t^i - w\frac{\partial L_t}{\partial K_t}\frac{\partial K_t}{\partial z_t^i} - r\frac{\partial K_t}{\partial z_t^i}\right)\left[1+\rho\frac{\partial \Phi(\Delta_t)}{\partial \Delta_t}\frac{\partial \Delta_t}{\partial z_t^i}\left(V_{t+1}^R - V_{t+1}^N\right)\right] \\ &+\rho\Phi(\Delta_t)\frac{\partial V_{t+1}^N}{\partial z_t^i} + \left(1-\rho\right)\Phi(\Delta_t)\frac{\partial V_{t+1}^N}{\partial z_t^i} - \lambda_t^i\end{aligned} \tag{3.25}$$

L'annulation de ces conditions du premier ordre[120] va nous permettre de montrer comment ce mécanisme de réglementation proposé par LOGAN et alii conduit à un optimum de second rang.

2.2.2.c. La convergence vers des prix Ramsey

La démonstration de LOGAN et alii sur la convergence de leur modèle de réglementation vers une tarification de type Ramsey comporte deux étapes. Tout d'abord ils montrent qu'à l'Etat stationnaire (c'est-à-dire lorsque $\Delta_t = 0$), les prix sont conformes à la règle de RAMSEY. Dans une seconde étape, ils montrent comment le processus réglementaire fait converger les prix vers cet état stationnaire.

[120] Comme LOGAN et alii, nous supposerons les conditions secondes vérifiées.

1ere étape

Si la firme fixe en t ses prix de telle sorte que $\Delta_t = 0$, l'écart entre les recettes réelles et les recettes autorisées en t+1 sera nul ($\Delta_{t+1} = 0$) puisque le régulateur de révisera pas le taux de rendement et donc $p_{t+1} = p_t$. A l'état stationnaire la probabilité d'une révision du taux de rendement (Φ) est nulle ainsi que sa dérivée par rapport à Δ_t. D'autre part, étant donné que la firme se situe d'emblée à l'état stationnaire, $\frac{\partial V_{t+1}^N}{\partial p_t^k} = 0$. Dans ces conditions, la relation (3.22) devient:

$$\frac{\partial \Psi_t}{\partial P_t^k} = (1-\gamma) z_t^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \frac{\partial \hat{z}_i}{\partial p_t^k} \tag{3.26}$$

et la relation (3.25) :

$$\frac{\partial \Psi_t}{\partial z_t^i} = p_t^i - w \frac{\partial L_t}{\partial K_t} \frac{\partial K_t}{\partial z_t^i} - r \frac{\partial K_t}{\partial z_t^i} - \lambda_t^i \tag{3.27}$$

En extrayant λ_t^i de (3.27) et en le reportant dans (3.26), on obtient :

$$\boxed{(1-\gamma) z_t^k = -\sum_i \left(p_t^i - w \frac{\partial L_t}{\partial z_t^i} - r \frac{\partial K_t}{\partial z_t^i} \right) \frac{\partial \hat{z}_i}{\partial p_t^k}} \tag{3.28}$$

La relation (3.28) peut se réécrire :

$$(1-\gamma) z_t^k = -\sum_i \left(p_t^i - c_t^i \right) \frac{\partial \hat{z}_i}{\partial p_t^k} \tag{3.29}$$

On retrouve ici une relation similaire à la relation (3.9) du modèle de référence. Le monopole déterminera ses prix et ses quantités en fonction de l'écart entre le coût marginal et le prix de vente des biens et par rapport à l'élasticité-prix de la demande. En considérant des demandes indépendantes entre les biens fournis par la firme réglementée ($\frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k} = 0, i \neq k$), la règle de tarification de la firme (3.29) devient :

$$\frac{p^k - c^k}{p^k} = \frac{(1-\gamma)}{\eta^k} \tag{3.30}$$

où $\eta_t^k = -\frac{\partial \hat{z}_t^k}{\partial p_t^k} \frac{p_t^k}{\bar{z}_t^k}$.

Cette relation établit clairement qu'à l'état stationnaire, les prix pratiqués par la firme réglementée respectent la règle de RAMSEY dans la mesure où l'écart entre le prix et le coût marginal est inversement proportionnel à l'élasticité-prix de la demande.

2ème étape

Cette étape consiste à montrer que $\Delta_t = 0$ lorsque $t \to \infty$. Comme LOGAN et alii le montrent, cette convergence est intimement liée à la forme de la fonction de probabilité Φ. Deux catégories de divergence sont envisageables a priori. Tout d'abord la firme peut être tentée de faire fluctuer son profit autour de la valeur cible définie par le régulateur. L'autre stratégie possible consiste pour la firme à jouer sur ses prix pour maintenir des profits au dessus du niveau requis par le régulateur.

- *Les fluctuations du profit autour du niveau autorisé*

La firme peut augmenter son coût moyen (jusqu'à CM_H) de façon à faire apparaître des profits négatifs. Dès lors le régulateur va accroître le taux de rendement autorisé provoquant ainsi une hausse générale des prix (jusqu'à un niveau p_h). Afin de profiter de cette hausse des prix, la firme va réduire ses coûts (jusqu'à CM_B) pour faire apparaître de nouveau des profits positifs. Réalisant cela, le régulateur révisera de nouveau le taux de rendement pour tenir compte de la baisse des coûts ramenant les prix à un niveau p_b. Le profit qu'obtient la firme en faisant monter le prix est donc $G = (p_h - CM_b)z_h$ et la perte subie lorsque le régulateur fait baisser les prix $L = (CM_h - p_b)z_b$. LOGAN et alii excluent tout comportement de rationnement, ce qui implique $z_h < z_b$. Dès lors, si l'écart entre le prix le plus élevé autorisé par le régulateur et le coût moyen le plus bas du régulateur $(p_h - CM_b)$ est égal à celui qui sépare le prix le plus bas et le coût moyen le plus haut $(p_b - CM_h)$, alors $G < L$. Cependant si la probabilité de révision en cas de gain ($\Phi(G)$) est sensiblement inférieure à celle qui prévaut en cas de perte ($\Phi(L)$), alors la firme peut avoir intérêt à se lancer dans une stratégie de fluctuation de profits de la valeur autorisée par le régulateur. Cependant, si la fonction de probabilité est telle que nous l'avons définie ci-dessus, la stratégie de fluctuation est peu probable[121]. Avec une probabilité de révision telle que $\Phi(-\Delta^*) < \alpha\Phi(\Delta^*)$ ($\alpha < 1$), la

[121] Le régulateur peut exclure ce type de comportement en posant : si $\pi < 0$ alors $\Phi(\pi) = 0$, revient à exclure toute éventualité de mise en place de cette stratégie. Cependant, comme le notent LOGAN et alii, cette condition exclut toute révision du taux de rendement en cas de profit négatif ce qui est irréaliste.

probabilité de révision en cas de perte est inférieure à celle d'un gain équivalent, ce qui rend la stratégie de fluctuation des profits peu intéressante.

- *Des fluctuations de prix constamment au dessus du niveau requis par le régulateur.*

LOGAN et alii partent de l'hypothèse que la firme peut monter et baisser son prix à sa guise à chaque révision du taux de rendement tout en maintenant des profits positifs. Ils montrent que cette hypothèse conduit à une contradiction qui démontre l'impossibilité de telles fluctuations. Supposons qu'à une date t, l'écart entre le niveau réel des recettes et celui des recettes autorisées soit positif:

$$\Delta_t = \sum_i z_t^i p_t^i - wL_t - sK_t > 0$$

Le régulateur révise le taux de rendement autorisé de telle sorte que les prix en t+1 respectent la contrainte suivante :

$$\pi_{t+1}^c = \sum_i z_t^i p_{t+1}^i - wL_t - sK_t \leq 0$$

Ces prix, malgré l'intervention du régulateur, conduisent à un Δ_{t+1} positif :

$$\Delta_{t+1} = \sum_i z_{t+1}^i p_{t+1}^i - wL_{t+1} - sK_{t+1} > 0$$

Supposons que les consommateurs agrégés achètent les biens i proposés par la firme réglementée et un panier composite de bien dont le prix est normalisé à 1. La dépense de ces consommateurs agrégés peut donc s'écrire comme la somme de leur consommation du panier composite (v_t) et des biens produits par la firme réglementée et ses concurrents ($\sum_i p_t^i x_t^i(p_t^i)$) :

$$W = v_t + \sum_i p_t^i x_t^i(p_t^i)$$

Grâce à l'action du régulateur entre t et t+1, les consommateurs agrégés pourront consommer:

$$W = \left[v_t + \left(\Delta_t - \pi_{t+1}^c \right) \right] + \sum_i p_{t+1}^i x_t^i$$

En réalité leur consommation deviendra:

$$v_{t+1} + \sum p_{t+1}^i x_{t+1}^i$$

A chaque révision du taux de rendement, deux éléments vont venir accroître le surplus du consommateur: $\left(\Delta_t - \pi_{t+1}^c\right)$ et l'accroissement dû au réajustement des quantités. Pour les consommateurs le panier $\left(v_{t+1}, x_{t+1}\right)$ est préférable au panier $\left(v_t, x_t\right)$. Si le profit de la firme après correction π_{t+1}^c est tel que Δ_{t+1} soit supérieur à zéro, le régulateur révisera à nouveau le taux de rendement autorisé de façon à faire baisser le niveau général des prix pratiqués par la firme. Ce phénomène se poursuivra jusqu'à ce que les profits de la firme soient conformes aux objectifs du régulateur, c'est-à-dire jusqu'à ce que les prix suivent la règle de RAMSEY et que l'efficacité productive soit restaurée. Il est donc exclu que les prix de la firmes réglementée évoluent de façon cyclique au-dessus du niveau souhaité par le régulateur, les mouvements à la hausse étant impossibles.

Les fluctuations du profit autour du niveau souhaité par le régulateur sont donc exclues, ainsi que les fluctuations de prix, les prix réglementés convergent donc vers le niveau qui réalise l'optimum social de second rang. Un réglementation par le taux de rendement appliquée selon les préceptes de LOGAN et alii est susceptible d'amener le monopole à appliquer des tarifs optimaux. Cet avantage théorique peut s'avérer insuffisant au regard des inconvénients théoriques relevés par certains auteurs et des difficultés d'application que nous avons évoqués lors du chapitre 1.

2.3. Les inconvénients

LISTON relève les 7 défauts dont souffre la réglementation par le coût du service. Nous reprendrons sa liste en distinguant les principales sources d'inefficacité (§2.3.1 à §2.3.3) et les causes annexes (§2.3.5).

2.3.1. La surcapitalisation

Si le rendement autorisé par le régulateur est supérieur au coût réel du capital de la firme, cette dernière est incitée à surcapitaliser. Nous allons démontrer ce phénomène mis en évidence par AVERCH et JOHNSON en 1962 dans le cadre de référence présenté à la section 1.

Les recettes nettes du monopole doivent couvrir les coûts les coûts d'exploitation qui sont représentés par le coût du facteur travail. Les recettes doivent donc être telles que:

$$\sum_i p^i z^i = sK + wL \tag{3.31}$$

où s représente le taux de rendement fixé par le régulateur.

Le profit que réalise la firme réglementée s'écrit :

$$\Pi = \sum_i p^i z^i - rK - wL \tag{3.32}$$

A partir des relations (3.31) et (3.32), le profit de la firme peut se réécrire :

$$\Pi = (s - r)K \tag{3.33}$$

L'expression (3.33) indique que toute réglementation sur le taux de rendement (s) contient implicitement un contrôle des profits. Une firme rationnelle dont l'objectif est la maximisation de son profit devra donc être réglementé de telle sorte que ses profits soient tels que :

$$\Pi \leq (s - r)K \tag{3.34}$$

$$\sum_{i=1}^{n} p^i z^i - rK - wL \leq (s - r)K$$

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} p^i z^i - wL}{K} \leq s \tag{3.35}$$

La firme réglementée dispose de deux catégories d'instruments pour optimiser son profit. Premièrement, elle peut fixer les prix sur une portion des biens qu'elle met sur le marché ($p^k, k \in J \subseteq I$). Elle détermine également les quantités qu'elle sert ($z^i, i \in I$). Le profit maximal de la firme dépend du taux de rendement fixé par le régulateur (s). Ce dernier est supposé supérieur au coût réel du capital (r) de façon à ce que la firme ne subisse pas de pertes ($s \geq r$). D'autre part s doit être fixé de façon à induire un profit inférieur au profit de monopole. Sous ces hypothèses, le programme de maximisation sous la contrainte (3.35) de la firme s'écrit :

$$\Psi = \sum_i p^i z^i - rK - wL + \sum_i \lambda^i \left[x^i(p) - z^i - y^i(p) \right] + \gamma \left[sK + wL - \sum_i p^i z^i \right] \tag{3.36}$$

où $\lambda^i > 0$ ($i \in I$) et $0 \leq \gamma \leq 1$.

Les conditions de premier ordre sont :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = z^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left(\frac{\partial x^i(p)}{\partial p^k} - \frac{\partial y^i(p)}{\partial p^k} \right) - \gamma z^k \tag{3.37}$$

$$\frac{\partial\psi}{\partial z^i} = (1-\gamma)p^i - \lambda^i - (r-\gamma s)\frac{\partial K}{\partial z^i} - w(1-\gamma)\frac{\partial L}{\partial z^i} = 0 \tag{3.38}$$

De la relation (3.38), on tire la valeur de λ^i que l'on reporte dans la relation (3.37). La structure des tarifs appliqués par la firme réglementée est alors :

$$z^k = -\sum_{i=1}^{n}\left[p^i - \left(r\frac{1-\gamma\frac{s}{r}}{1-\gamma}\frac{\partial K}{\partial z^i} + w\frac{\partial L}{\partial z^i}\right)\right]\frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k}$$

$$z^k = -\sum_{i=1}^{n}\left[p^i - \left(r\delta\frac{\partial K}{\partial z^i} + w\frac{\partial L}{\partial z^i}\right)\right]\frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k} \tag{3.39}$$

où $\delta = \dfrac{1-\gamma\frac{s}{r}}{1-\gamma}$.

Si on compare la relation (3.39) ci-dessus avec la relation (3.9), il apparaît que le facteur capital est affecté d'un coefficient δ. Ce coefficient dépend du taux de rendement autorisé et du multiplicateur de Lagrange affecté à la contrainte sur le taux de rendement. Le coût marginal en capital entraîné par la production de z^i ($r\delta\frac{\partial K}{\partial z^i}$) est sous estimé si le taux de rendement autorisé (s) est supérieur au coût du capital (s). En effet si $s > r$, alors $\delta < 1$. Dès lors la firme est incitée à accroître la production des biens à forte intensité capitalistique et à surcapitaliser. En effet, étant donné que le facteur $\delta < 1$ réduit le coût marginal en capital, la firme effectue ses choix d'inputs par rapport à des prix relatifs du capital et du travail biaisés.

Ainsi comme l'ont montré AVERCH et JOHNSON [1962, p.1054], la structure des tarifs appliquée par la firme réglementée correspond à la structure tarifaire d'un monopole non contraint dont les besoins en capitaux sont sous-estimés. En effet, la relation (3.39) peut se réécrire :

$$z^k = -\sum_{i=1}^{n}\left[p^i - \hat{c}^i\right]\frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k}$$

où $\hat{c}^i = r\delta\frac{\partial K}{\partial z^i} + w\frac{\partial L}{\partial z^i}$. En comparant cette égalité à la structure tarifaire (3.6), il apparaît clairement que la firme se comportera comme un monopole non contraint en se fondant sur des coûts marginaux $\hat{c}^i$. La différence entre $\hat{c}^i$ et c^i, $c^i - \hat{c}^i = (1-\delta)r\frac{\partial K}{\partial z^i}$, montre que le coût

marginal sur lequel se fonde la firme réglementée pour déterminer ses tarifs sera inférieur au coût marginal réel si $\delta < 1$, c'est-à-dire si $s > r$.

Comme le remarque BÖS [1993, p.275], ce type de réglementation implique non seulement une répartition des inputs sous-optimale mais également une structure du prix des outputs infra-optimale.

2.3.2. Une répartition des outputs inefficace

La firme n'est pas incitée à être efficace. En effet, le monopole en place n'a aucune incitation à compresser ses coûts puisque le moindre effort pour diminuer ses charges est répercuté sur les prix à la fin de chaque période réglementaire.

D'autre part, comme le montrent BRAEUTINGAM et PANZAR [1989, p. 380], si la firme intervient conjointement sur des marchés réglementés et des marchés non réglementés, la réglementation par le taux de rendement introduit une répartition inefficace des outputs entre le secteur réglementé et le secteur non réglementé. Pour montrer ce phénomène à l'aide de notre modèle, nous allons considérer une forme particulière de la fonction de coût. Plus précisément, il s'agît de faire apparaître les coûts communs à la production des deux types de biens (réglementés ou non). La fonction de coût de la firme réglementée aura la forme suivante :

$$C(z^1,...,z^n) = C^M(z) + C^J(z) + F \tag{3.40}$$

où $C^M(z)$ représente le coût de fourniture des biens réglementés (sous-ensemble M de la production de la firme), $C^J(z)$ représente le coût de fourniture des biens sur lesquels la firme est en concurrence et F les coûts fixes communs à la production de ces deux types de biens. A l'instar de BRAEUTINGAM et PANZAR [1989, p. 379], nous supposerons que le régulateur dispose d'une fonction de répartition des coûts communs (F). Cette fonction f(z) présente les caractéristiques suivantes : $\frac{\partial f(z)}{\partial z^k} > 0$ et $\frac{\partial f(z)}{\partial z^j} < 0$ avec $k \in M,\ j \in J,\ M \cup J = I$.

BRAEUTINGAM et PANZAR donnent plusieurs exemples de fonction f :

- répartition selon les quantités relatives, $f(z) = \sum_k z^k \Big/ \sum_i z^i,\ k \in J, i \in I, J \subseteq I$;
- répartition selon les coûts relatifs $f(z) = C^k(z) \Big/ \left[C^l(z) + C^k(z)\right], k \in J, i \in I, J \subseteq I$;

- ou encore selon les recettes relatives $\left(f(z)=\sum_k p^k z^k \Big/ \left[\sum_k p^k z^k + \sum_k p^k z^k\right]\right.$, $k \in K, l \in J, K+J=I$;

Si on reprend la relation (3.36) en considérant cette fois que la firme n'est soumis à la réglementation par le taux de rendement que sur les biens pour lesquels elle est en situation de monopole (les biens k), le programme de maximisation du profit sous contrainte devient :

$$\Psi = \sum_i p^i z^i - C(z) - F + \sum_i \lambda^i \left[x^i(p) - z^i - y^i(p)\right] + \gamma\left[C^M(z) + f(z).F - \sum_k p^k z^k\right] \quad (3.41)$$

Les conditions de premier ordre de ce programme de maximisation nous donnent les 3 catégories de relations suivantes :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = z^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k} - \gamma z^k = 0, \forall k \in M \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z^j} = p^j - c^j - \lambda^j + \gamma \frac{\partial f}{\partial z^j} F = 0, \forall j \in J \quad (3.43)$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z^u} = p^u - c^u - \lambda^u + \gamma\left[c^u + \frac{\partial f}{\partial z^u} F - p^u\right] = 0, \forall u \in M \quad (3.44)$$

où $k \in M, u \in M, j \in J$ avec $M \cup J = I$.

En intégrant (3.44) et (3.43) dans (3.42), nous obtenons :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = (1-\gamma) z^k + \sum_j \left(p^j - c^j + \gamma \frac{\partial f}{\partial z^j} F\right) \frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k} + \sum_u \left[(1-\gamma)\left(p^u - c^u\right) + \gamma \frac{\partial f}{\partial z^u} F\right] \frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k} = 0$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = (1-\gamma) z^k + \sum_j \left(p^j - c^j + \gamma \frac{\partial f}{\partial z^j} F\right) \frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k} + (1-\gamma) \sum_u \left[p^u - c^u + \frac{\gamma}{(1-\gamma)} \frac{\partial f}{\partial z^u} F\right] \frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k} = 0$$

Finalement, nous obtenons :

$$\boxed{(1-\gamma) z^k = -\sum_j \left[p^j - \left(c^j - \gamma \frac{\partial f}{\partial z^j} F\right)\right] \frac{\partial \hat{z}^j}{\partial p^k} - (1-\gamma) \sum_u \left[p^u - \left(c^u - \frac{\gamma}{1-\gamma} \frac{\partial f}{\partial z^u} F\right)\right] \frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k}} \quad (3.45)$$

En comparant la relation (3.45) aux relations (3.12) et (3.6), nous constatons que le comportement de la firme va différer selon la nature des produits. Abstraction faite de la répartition des coûts communs (F), il apparaît que la structure tarifaire de la firme concernant les biens concurrentiels (premier terme du membre de droite de l'équation (3.45)) se

rapproche d'un tarif de type RAMSEY (cf. (3.12)) tandis que la structure tarifaire des biens pour lesquels la firme est en situation de monopole (deuxième terme du membre de droite de l'équation (3.45)) présente des similitudes avec les tarifs d'un monopole (cf. (3.6)).

Etant donnée la fonction de répartition des coûts communs au deux catégories de produits mis sur le marché par la firme ($\frac{\partial f(z)}{\partial z^k} > 0$ et $\frac{\partial f(z)}{\partial z^j} < 0$), nous savons que $\gamma \frac{\partial f}{\partial z^j} < 0$ et $\frac{\gamma}{1-\gamma}\frac{\partial f}{\partial z^u} > 0$ car $0 < \gamma < 1$ (cf. §2.3.1). Ces inégalités impliquent que la firme ne sera pas incitée à accroître sa production sur les marchés non réglementés car toute augmentation de la production vient accroître ses coûts ($\left(c^j - \gamma F \partial f / \partial z^j\right)$) et donc réduire sa marge. Au contraire, elle est incitée à développer la production de biens réglementés dans la mesure où le régulateur lui permet de répercuter une partie des coûts communs dans ses prix ce qui implique que tout accroissement de la production de biens réglementés diminue ses coûts $\left(c^j - F\frac{\gamma}{(1-\gamma)}\frac{\partial f}{\partial z^j}\right)$. Nous retrouvons ici le résultat de BRAEUTINGAM et PANZAR [1989] sur l'inefficacité de la firme dans la répartition de ses outputs lorsqu'elle est réglementée par son taux de rendement sur une partie de sa production.

Ce résultat reste valable si la firme est réglementée sur l'ensemble de sa production. Dans ce cas, la relation (3.45) devient :

$$(1-\gamma)z^k = -(1-\gamma)\sum_j \left[p^j - \left(c^j - \frac{\gamma}{1-\gamma}\frac{\partial f}{\partial z^j}F\right)\right]\frac{\partial \hat{z}^j}{\partial p^k} - (1-\gamma)\sum_u \left[p^u - \left(c^u - \frac{\gamma}{1-\gamma}\frac{\partial f}{\partial z^u}F\right)\right]\frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k}$$

Dans ce cas également, la fonction de répartition implique un accroissement de la part des coûts fixes imputés aux biens non réglementés lorsque la production de ces biens augmente (1er élément du terme de droite de l'égalité ci-dessus) tandis qu'une augmentation de la fourniture de services réglementés réduit la part des coûts fixes prix en compte pour déterminer les tarifs (2ème élément du terme de droite de l'égalité ci-dessus).

2.3.3. Une mauvaise allocation des coûts

Une firme multiproduits dont une partie des biens produits est soumise à la concurrence est incitée, si les prix des biens sur lesquels elle est en situation de monopole sont réglementés sur la base du coûts du service, à pratiquer des subventions croisées en allouant une partie des coûts entraînés par la production des biens concurrentiels à ceux sur lesquels

elle bénéficie d'un monopole[122]. En considérant la relation (3.45), il apparaît en effet que la firme sera tentée de manipuler la fonction de répartition des coûts communs de façon à minimiser $\left|\frac{\partial f}{\partial z^j}\right|$ et au contraire maximiser $\left|\frac{\partial f}{\partial z^u}\right|$. En procédant ainsi, une partie plus importante des frais fixes seront attribués à la production des biens réglementés sur lesquels la firme est assurée de récupérer l'intégralité de ces coûts.

2.3.4. Des choix de technologies inefficaces

CREW et CROCKER [1991] estiment que les comportements stratégiques peuvent dépasser la simple allocation des coûts ou le niveau de production, ils concernent également le type de technologie retenu par la firme. Ces deux auteurs montrent que, si la firme souhaite bénéficier de l'intégralité des économies d'envergure permises par la diversification, elle doit imputer l'ensemble des coûts fixes au sous-ensemble de sa production soumis à la réglementation.

Il est possible de montrer ce résultat en considérant une fonction de coût légèrement différente de celle retenue au paragraphe précédent (cf.(3.40)). Nous reprendrons l'hypothèse posée par BRAEUTINGAM et PANZAR [1989, p.381] qui consiste à considérer F comme un input utile à la fourniture des biens réglementés comme des biens non réglementés.

La relation (3.40) devient :

$$C(z) = C^M(z^M, F) + C^J(z^J, F) + F \tag{3.46}$$

avec $\frac{\partial C^M}{\partial F} < 0$ et $\frac{\partial C^J}{\partial F} < 0$.

Plus la firme investit dans des installations communes à ces deux types de production, plus elle réduira ses coûts spécifiques. Supposons également que la firme ait la possibilité de choisir le montant de ses coûts communs. Dès lors, aux conditions de premier ordre (3.42), (3.43) et (3.44) du programme (3.41), il faut ajouter la condition suivante :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial F} = -\left[\frac{\partial C^M}{\partial F} + \frac{\partial C^J}{\partial F} + 1\right] + \gamma\left[\frac{\partial C^M}{\partial F} + f(z)\right] = 0 \tag{3.47}$$

[122] Ou en allouant une part importante des coûts joints aux biens dont les prix sont réglementés.

La firme rationnelle choisira F de façon à minimiser son coût total, c'est-à-dire tel que le premier terme entre crochet soit nul. Dès lors, pour que la condition (3.47) soit respectée, il faut également que le deuxième terme entre crochets soit nul. Or, il est peu probable que le montant de coûts communs soit tel qu'il annule le premier et annule le second simultanément. Autrement dit, à l'instar de BRAEUTINGAM et PANZAR [1989, p.382], nous venons de montrer qu'une firme réglementée par le taux de rendement sur ses produits réglementés ne choisira pas ses installations communes à ces deux types de production de façon optimale. Elle surinvestira dans les équipements communs si la réduction marginale des coûts de production des biens réglementés ainsi générée est inférieure à la part des coûts communs attribuée aux produits réglementés (c'est à dire si $-\frac{\partial C^M}{\partial F} < f(z)$). Au contraire, si $-\frac{\partial C^M}{\partial F} > f(z)$ alors la firme sous-investira dans les équipements communs.

2.3.5. Autres inefficacités

2.3.5.a. La capture du régulateur

Il est possible que la firme régulée (l'agent) capture le régulateur (le principal). Ce risque est minimisé lorsque la réglementation, comme c'est le cas aux Etats-Unis pour le transport inter-état de gaz naturel, s'effectue par des auditions publiques dans lesquelles l'ensemble des parties concernées peuvent intervenir.

2.3.5.b. L'inefficacité financière

La réglementation par le taux de rendement crée également des inefficacités financières. Le ratio dette sur fonds propres d'une firme réglementée peut ainsi être trop faible. Etant donné que la firme bénéficie d'un taux de rendement garanti, les actionnaires ne subissent aucun risque ce qui rend le financement par fonds propres aisé pour les firmes réglementées. Cette caractéristique va écarter la firme du financement optimal qui dépend de la comparaison du coût de la dette et du coût des fonds propres.

2.3.5.c. L'inefficacité procédurale

La réglementation par le coût du service entraîne des procédures longues et coûteuses. En effet, comme nous l'avons décrit au chapitre 1, le gazoduc qui souhaite modifier ses tarifs doit effectuer une demande préalable à la FERC, demande qui doit être dûment justifiée par des documents comptables. Avant de statuer la procédure mise en place par la FERC prévoit

des auditions publiques au cours desquelles le transporteur mais également les autres parties concernées (anciens clients, nouveaux clients) peuvent donner leur avis sur les tarifs proposés. Chaque révision de tarif nécessite le respect de cette procédure.

2.4. Conclusions

La réglementation d'un monopole sur la base du coût du service présente deux avantages principaux. Premièrement, il s'agît d'une réglementation simple (même si sa mise en œuvre est parfois lourde en procédures) qui, de ce fait est plus facilement acceptée par les parties concernées, la firme et ses clients. Deuxièmement, cette réglementation peut, sous certaines conditions, conduire la firme à pratiquer des prix RAMSEY-BOITEUX.

En dépit de ses avantages, ce mode de contrôle tarifaire a largement été critiqué tant sur le plan théorique que sur le plan pratique. En ce qui concerne ce dernier aspect, la critique essentielle porte sur la longueur et la répétition des procédures. En effet, comme nous l'avons évoqué au premier chapitre, chaque modification tarifaire doit être approuvée par le régulateur qui examine l'ensemble des comptes fournis par la firme. De plus, la détermination des tarifs implique des auditions publiques au cours desquelles les compagnies comme leurs clients peuvent défendre leur point de vue. Sur le plan théorique, les deux critiques essentielles portent sur la possible dérive des coûts qu'implique leur répercussion systématique dans les tarifs et sur la surcapitalisation que risque d'effectuer la firme. L'ensemble de ces critiques ont conduit de nombreux régulateurs à opter pour le plafond de prix (notamment dans les télécommunications).

Section 3 La réglementation par plafond de prix

Face aux inconvénients présentés par la réglementation par le coût du service, certains régulateurs ont opté pour une méthode de contrôle plus incitative : le *price cap* ou plafond de prix. C'est en Grande Bretagne au début des années 80 qu'est né ce mode de réglementation, sous l'impulsion du professeur LITTLECHILD. (ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.167]). Dans un rapport de 1983 concernant la réglementation de *British Telecom*, LITTLECHILD rappelle que la réglementation doit viser à protéger les consommateurs mais que, lorsque les conditions le permettent, la concurrence est à préférer à la réglementation. Face à cet objectif, tout mode de réglementation doit s'apprécier, selon LITTLECHILD, à partir de 5 critères classés par importance décroissante :

1) la protection contre les pratiques monopolistiques ;
2) l'incitation à l'efficacité et à l'innovation ;
3) la minimisation du coût des procédures réglementaires ;
4) le développement de la concurrence ;
5) les bénéfices issus de la privatisation et les perspectives d'avenir pour la firme.

Appliquant ces cinq critères à la réglementation par le coût du service, LITTLECHILD détaille les raisons qui rendent, à ses yeux, la réglementation par le coût du service indésirable : elle est coûteuse à mettre en œuvre ; elle n'incite pas la firme à l'efficacité ; elle provoque une distorsion dans les rapports entre le facteur travail et le facteur capital. Outre ces inconvénients, LITTLECHILD reproche à la réglementation par le taux de rendement de frapper indistinctement l'ensemble des activités de la firme sans discerner les activités par nature monopolistique des autres. La réglementation par *price cap* de type RPI-X permet au contraire de protéger les consommateurs du caractère monopolistique de certaines activités tout en laissant à la firme un degré de liberté dans sa tarification. Il s 'agit pour le régulateur de fixer un plafond au recette moyenne attendue de la firme en deçà duquel cette dernière est libre de fixer ses prix.

LITTLECHILD et BEESLEY [1989] attribuent trois avantages au *price cap* par rapport au *cost plus* : l'incitation à l'efficacité de la firme, l'allégement des procédures réglementaires et la flexibilité des tarifs pour une firme multiproduits. Un *price cap* global laisse au monopole

multiproduits une certaine liberté de tarification sans que cela ne porte atteinte au surplus du consommateur.

Evidemment, le *price cap* remplit les cinq conditions définies par LITTLECHILD que nous avons présentées plus haut. La firme est incitée à l'efficacité et à l'innovation puisque toute réduction de coût est un profit pour elle car aucune limitation sur son taux de marge n'est a priori fixée par la tutelle. L'évolution du prix plafond n'est pas liée de manière explicite à l'évolution des coûts mais dépend de l'évolution de facteurs tels que le niveau général des prix, ou encore le taux anticipé du progrès technique. La réglementation *price cap* écarte, en principe, la nécessité de rassembler des données sur les coûts. Aucune procédure comptable n'est donc, en théorie, nécessaire pour l'évaluation du prix plafond, ce qui réduit fortement le coût opératoire de la réglementation. Il n'est plus nécessaire d'évaluer l'actif de la firme ni de définir un taux de rendement, ni de répartir les coûts entre activités concurrentielles et activités monopolistiques, l'évolution de la demande n'a pas à être prévue[123]. Dans le cas d'une réglementation de type RPI-X, le coût de la réglementation est donc faible puisqu'elle ne nécessite que le calcul d'indices de prix. Par rapport au cinquième inconvénient inhérent à la réglementation par le taux de rendement relevé par LISTON, il apparaît que le RPI-X réduit le risque d'une capture du régulateur par la firme.

3.1. Les différentes formes de price cap dans un contexte statique

Dans ce qui suit, le plafond concerne l'ensemble des biens pour lesquels la firme est en situation de monopole (les biens indicés par k, $k \in M$).

3.1.1. Le price cap idéal

3.1.1.a. Définitions

Une fois qu'il a opté pour une réglementation par plafond de prix, le régulateur doit fixer la structure du plafond qu'il compte appliquer aux tarifs de la firme. Deux options s'ouvrent à lui, soit chaque produit ou service proposé par la firme est soumis à un plafond de prix distinct, soit l'ensemble des tarifs doit respecter un plafond global. ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.66] montrent que le plafond global est préférable pour le régulateur. L'objectif de ce dernier est la maximisation du surplus global tel qu'il est défini par la relation (3.48) ci-dessous.

[123] Le poids de ces arguments sera considérablement allégé lorsque nous préciserons la comparaison des deux modes de réglementation au niveau de la période réglementaire (ou période de contrôle, cf. Section 4).

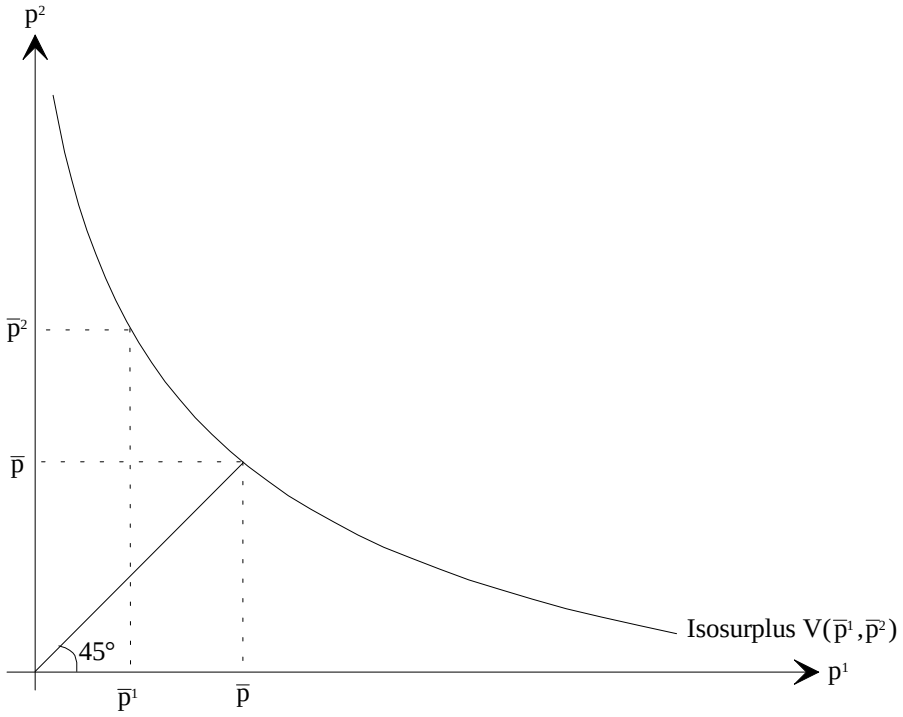
$$W(p) = V(p) + \alpha\pi(p) \tag{3.48}$$

où α représente le poids accordé au profit de la firme par rapport au surplus des consommateurs ($V(\overline{p})$). En considérant une firme fournissant deux biens réglementés, le régulateur peut fixer des plafonds spécifiques à chacun des biens $(\overline{p}^1, \overline{p}^2)$ qui correspondent à son objectif en termes de surplus global. Dès lors, il autorise la firme à fixer ses prix sous la contrainte que le surplus des consommateurs soit supérieur ou égal au surplus $V(\overline{p}^1, \overline{p}^2)$. L'ensemble des prix p de la firme sera donc le suivant :

$$\left\{p / V(p^1, p^2) \geq V(\overline{p}^1, \overline{p}^2)\right\} \tag{3.49}$$

L'ensemble des prix vérifiant peut se représenter par la figure suivante :

Figure 3-1 Equivalence du price cap global avec le price cap spécifique



L'ensemble des couples $(\overline{p}_1, \overline{p}_2)$ décrivant la courbe d'isosurplus $V(\overline{p}_1, \overline{p}_2)$ implique un même surplus pour les consommateurs. Le surplus des consommateurs étant décroissant avec les prix, plus cette courbe est proche de l'origine du repère, plus le niveau de surplus est important. Dans le cadre d'un price cap idéal, le régulateur est capable de définir le niveau de surplus, autrement la courbe d'isosurplus, qu'il souhaite obtenir en contrôlant les tarifs de la firme. Il apparaît sur cette figure qu'il existe nécessairement un plafond global ($\overline{p}$)équivalent

en termes de surplus du consommateur aux plafonds spécifiques $(\overline{p}^1, \overline{p}^2)$. Nous montrons de façon formelle que le plafond global est préférable pour la firme et donc préférable en terme de surplus global.

3.1.1.b. Avantages

Deux avantages sont attribués au *price cap* dans la littérature. Il s'agit d'une part du caractère incitatif de ce mode de contrôle et d'autre part de la possibilité qu'il offre d'atteindre un optimum de second rang. Le principal avantage d'un *price cap* est l'incitation qu'il fournit à la firme de se montrer efficace. En effet, comme l'indique la règle (3.49), les coûts n'interviennent pas dans la formule de contrôle (du moins en théorie, dans un cadre idéal). Dès lors, toute action entreprise par la firme pour réduire ses coûts se traduira par une augmentation de son profit. Comme nous l'avons vu au chapitre 2, dans la pratique, le régulateur se fonde sur une estimation des coûts que supportera la firme durant la période de contrôle pour définir la série de prix plafonds annuels auxquels sera soumise la firme. Si les coûts réellement enregistrés par la firme sont inférieurs aux estimations du régulateur, le monopole bénéficie d'un surprofit dû à l'asymétrie d'information sur ses coûts. Le price cap est donc un mode de contrôle incitatif qui peut octroyer au monopole une rente informationnelle.

Par construction le surplus des consommateurs ne peut pas faire les frais d'un réajustement des tarifs qui, en revanche, pourra octroyer à la firme un profit supérieur à celui issu de l'application stricte de $\overline{p}$. D'autre part, en laissant la firme libre de fixer ses tarifs sous une contrainte de surplus des consommateurs minimum, la structure des tarifs est conforme à la règle de RAMSEY qui prévoit que les prix des différents biens soient inversement proportionnels à l'élasticité prix de la demande.

Le modèle proposé par BRENNAN [1991] considère une firme multiproduits régulée sur l'ensemble de ses marchés. Cet auteur montre que la maximisation du profit de la firme conduit à une structure tarifaire conforme à la règle de Ramsey. Dans notre cadre (une firme multiproduits intervenant sur des marchés libres et des marchés réglementés), cette démonstration est similaire à celle présentée au paragraphe 1.3.2. La règle de tarification est représentée par la relation (3.12) :

$$(1-\gamma)z^k = -\sum_{i=1}^{n}\left(p^i - c^i\right)\frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k}$$

Les prix et les quantités issues de ce programme de maximisation réalisent un optimum de deuxième ordre (*second best*). La firme ne peut accroître son profit sans altérer le surplus des consommateurs. L'efficacité productive est ainsi réalisée puisque tout accroissement des coûts qui viendrait diminuer le profit ne modifierait pas la contrainte de surplus. Le monopole est également incité à reporter correctement ses coûts puisque les différents prix ne sont limités que par une contrainte de surplus.

Si le régulateur identifie le vecteur des prix $\overline{p}$ qui réalise le surplus des consommateurs $V(\overline{p})$, ce dernier ne sera pas affecté par des variations marginales de prix dp^k, si elles sont telles que :

$$dV = \sum_k \frac{\partial V(p^k)}{\partial p^k} dp^k \geq 0 \qquad (3.50)$$

Etant donné que $\frac{\partial V(p^k)}{\partial p^k} = -x(p^k)$, la condition (3.50) s'écrit aussi $\sum_k x(p^k)dp^k \leq 0$. Le monopole peut faire varier ses prix tant que la moyenne pondérée par les productions de ces variations est négative. Autrement dit, une hausse de prix sur un produit est possible si elle est compensée par une baisse de prix sur d'autres produits. Cette règle autorise donc le monopole à pratiquer des subventions croisées. Elles n'affecteront pas le surplus global tant que la moyenne pondérée des variations de prix est négative. En préférant le plafond global au plafond spécifique, la firme peut baisser le prix de certains de ces biens dont le coût de production est élevé et l'élasticité de la demande forte en remontant le prix de certains bien dont le coût marginal est plus faible et l'élasticité de la demande plus forte.

Le plafond de prix défini par rapport au surplus des consommateurs incite le monopole à respecter l'efficacité productive puisqu'il établit ses choix de production en fonction de tarifs conformes à la règle de RAMSEY-BOITEUX (cf.(3.12)). L'efficacité allocative n'est pas respectée puisque certains consommateurs sont lésés par les subventions croisées qu'autorise ce mode de réglementation (les gains des bénéficiaires de ces subventions compensant ces pertes de surplus).

3.1.1.c. Inconvénients

Cette forme idéale de *price cap* présente l'inconvénient majeur de nécessiter une connaissance parfaite de la demande puisque le régulateur doit pouvoir évaluer le surplus du consommateur parfaitement. D'autres formes de *price cap* allègent cette contrainte

informationnelle. Le *price cap* idéal conduit donc à une structure tarifaire compatible avec un optimum de second rang si le régulateur est en mesure de mesurer le surplus du consommateur. Si cette hypothèse est relâchée, le monopole risque de bénéficier d'une rente informationnelle occasionnée par la mauvaise connaissance des coûts de la firme par le régulateur.

3.1.1.d. Comparaison de surplus

Le price cap défini par rapport à un objectif de surplus du consommateur conduit à un optimum de second rang, la firme effectuant ses choix selon la règle de RAMSEY (3.12). Le surplus global est donc égal au surplus global issu d'une tarification RAMSEY-BOITEUX.

3.1.2. Le plafond de prix par indice pondéré

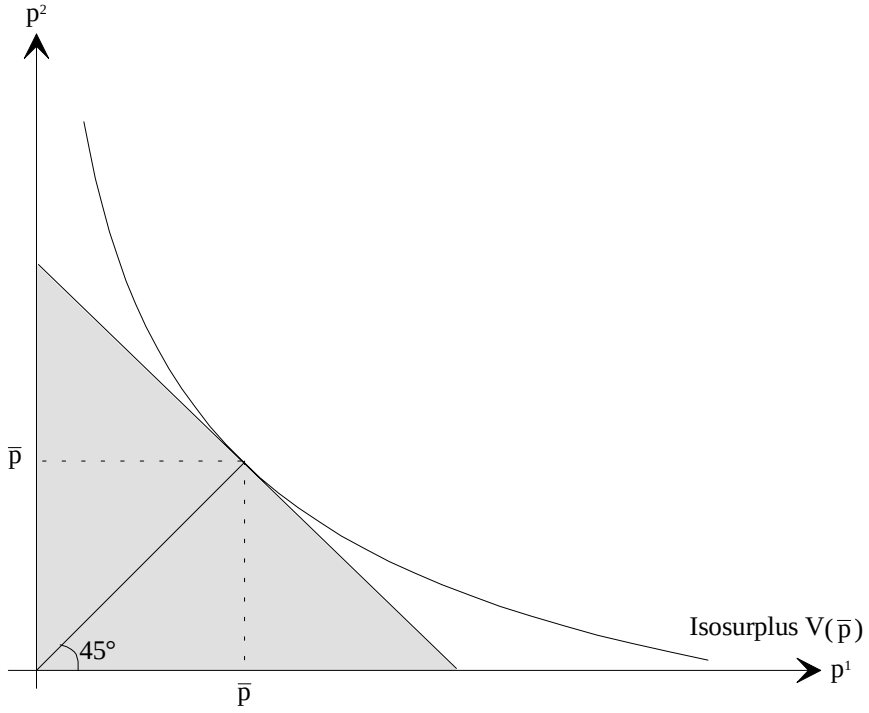
3.1.2.a. Définition

Un index des prix pratiqués par la firme doit être inférieur au plafond décidé par le régulateur. L'indice des prix aura la forme suivante : $I(P) = \sum_k w^k p^k$. Si on suppose que le régulateur connaît la demande pour des prix $\overline{p}^k$ de référence, alors les pondérations w_i seront données par la relation suivante : $w^k = x^k(\overline{p}) = \overline{z}^k$ où $\overline{z}^k$ représente le volume de bien k demandé à la firme pour le vecteur de prix $\overline{p}$. Dans ce cas l'ensemble des prix autorisés est :

$$\left\{ p / \sum_k p^k \overline{z}^k \leq \overline{p} \sum_k \overline{z}^k \right\} \tag{3.51}$$

La contrainte (3.51) peut se réécrire ainsi $\sum_k \overline{z}^k \left(p^k - \overline{p}^k \right) \leq 0$. En considérant un cas simplifié où la firme fournit deux biens réglementés, ce type de plafond peut se comparer au *price cap* à l'aide de la figure suivante (ARMSTRONG et alii [1993, p. 69]). La zone grisée correspond aux points vérifiant l'inégalité suivante : $\overline{z}^1(p^1 - \overline{p}^1) + \overline{z}^2(p^2 - \overline{p}^2) \leq 0$.

Figure 3-2 Le price cap idéal et le price cap par indice pondéré



Si le régulateur était en mesure de définir $V(\overline{p})$, les prix autorisés à la firme seraient représentés par l'ensemble des points situés sous la courbe d'isosurplus. En optant, pour un plafond par indice pondéré, le régulateur autorise la firme à tarifer dans l'ensemble des points situés dans la zone grisée.

3.1.2.b. <u>Avantages</u>

Comme cela apparaît sur la figure Figure 3-2, l'ensemble décrit par la relation (3.51) est compris dans l'ensemble de prix défini par (3.49), autrement dit la zone grisée se situe intégralement sous la courbe d'isosurplus. Ainsi quel que soit le couple de prix choisi par la firme, le surplus des consommateurs résultant sera nécessairement supérieur ou égal au surplus $V(\overline{p})$. La firme maximisant son profit viendra buter sur la contrainte et fixera ses prix au niveau maximum autorisé par le régulateur, c'est-à-dire $\overline{p}$. Même si la firme procède à des discriminations tarifaires, quel que soit le couple de prix qu'elle choisira, cette discrimination n'altérera pas le surplus des consommateurs.

Le lagrangien de la maximisation opérée par la firme s'écrit :

$$\Psi = \sum_i p^i z^i - C(z) + \sum_i \lambda^i \left[x^i(p) - y^i(p) - z^i \right] + \gamma \left[\sum_k \overline{p}^k \overline{z}^k - \sum_k p^k \overline{z}^k \right]$$

Les conditions de premier ordre s'écrivent ainsi :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = z^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \frac{\partial \overline{z}^i}{\partial p^k} - \gamma x^k(\overline{p}) = 0, \forall k \in M, \forall i \in I$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z^i} = p^i - c^i - \lambda^i = 0, \forall i \in I$$

De ces conditions, on tire la règle tarifaire suivante :

$$z^k - \gamma \overline{z}^k = -\sum_i \left[p^i - c^i \right] \frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k} = 0 \qquad (3.52)$$

L'écart entre le prix du bien et le coût marginal dépend de la demande en bien k induites par le plafond décidé par le régulateur ($\overline{p}$). Plus ce plafond sera élevé, moins les quantités demandées à ce prix ($\overline{z}^k$) seront importantes et donc plus fort sera l'écart entre le coût marginal et le prix ($p^u - c^u$). Si le plafond était tel que les demandes adressées à la firme s'annulent ($\overline{z}^k = 0$), la relation (3.52) serait alors équivalente à la règle tarifaire suivie par un monopole non contraint (3.6). L'intensité de la contrainte induite par cette réglementation est inversement proportionnelle au niveau de prix de référence du régulateur.

3.1.2.c. <u>Inconvénients</u>

Pour mettre en œuvre ce type de *price cap*, le régulateur a besoin de connaître les quantités consommées pour le prix de référence $\overline{p}$, c'est-à-dire les volumes $\overline{z}_k$. Même si l'exigence en termes d'informations est moins forte que dans le cas du plafond idéal évoqué au paragraphe précédent, ce type de plafond reste difficile à appliquer.

3.1.2.d. <u>Comparaison de bien-être</u>

L'insertion des demandes définies au paragraphe 1.4 dans la relation (3.52) nous donne les prix d'un bien k lorsque les tarifs sont réglementés par un indice pondéré ($\overline{z}^k = b^k - \overline{p}$, $z^k = a^k - p^k$) : $p_I^k = \frac{1}{2}\left[(1-\gamma)b^k + c^k + \gamma\overline{p}\right]$.

En appliquant la méthode utilisée au paragraphe 1.4 pour comparer les surplus globaux, nous obtenons la différence suivante :

$$W(p_I) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(b^k - c^k\right)^2}{8} - \sum_k \frac{\left[(1-\gamma)b^k + \gamma\overline{p} - c^k\right]^2}{8}$$

Le prix de référence du régulateur ($\overline{p}$) sera nécessairement inférieur au plus petit des prix qui annulent la demande en bien k. Autrement dit, nous avons $\overline{p} < \min\left(a^k\right)$. Cette condition nous permet d'affirmer que $\sum_k \left[(1-\gamma)b^k + \gamma\overline{p} - c^k\right]^2 < \sum_k \left[(1-\gamma)b^k + \gamma b^k - c^k\right]^2$ et donc que $\sum_k \left[(1-\gamma)b^k + \gamma\overline{p} - c^k\right]^2 < \sum_k \left[b^k - c^k\right]^2$ ce qui implique finalement $W(p_I) > W(p_M)$. Il apparaît donc que sous une réglementation par indice pondéré, le bien-être global est inférieur au bien-être généré par des tarifs non réglementés (tant que toutes les demandes en bien k sont strictement positives).

3.1.3. Le plafond de recette moyenne

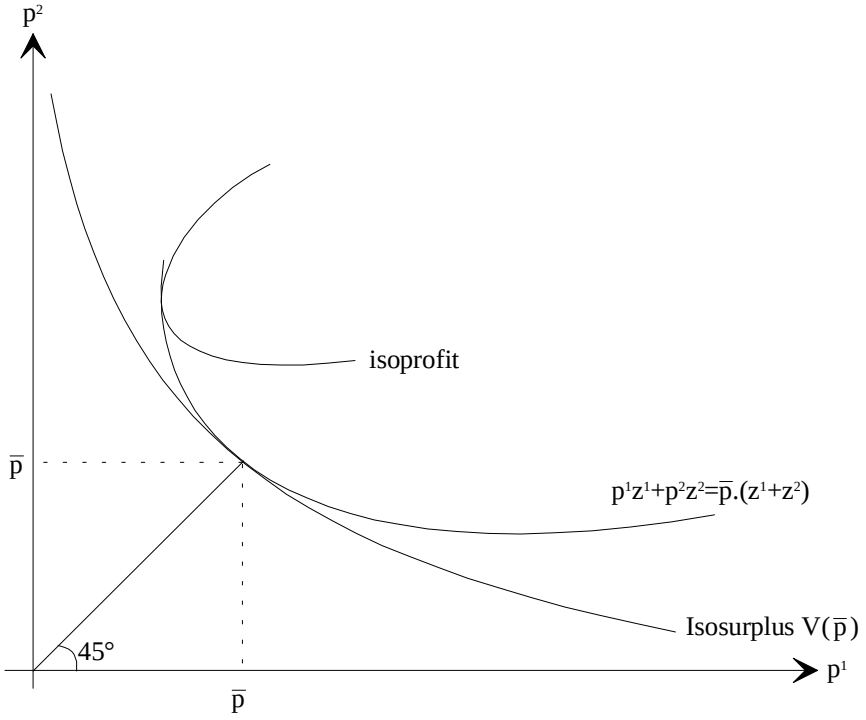
3.1.3.a. Définition

Dans ce cas le plafond décidé par le régulateur s'applique à la recette totale de la firme divisée par le volume total de bien. Si on note $\overline{p}$ le prix de référence du régulateur, l'ensemble des prix autorisés est :

$$\left\{p / \sum_k p^k z^k \leq \overline{p} \sum_k z^k\right\} \tag{3.53}$$

Dans un cadre simplifié où la firme fournit deux biens, la contrainte s'écrit $z^1\left(p^1 - \overline{p}\right) + z^2\left(p^2 - \overline{p}\right) \leq 0$. Cette contrainte peut se représenter graphiquement par la figure ci-dessous.

Figure 3-3 Plafond de recette moyenne



L'ensemble des prix autorisés par le régulateur à la firme se situent sous la courbe définie par $p^1z^1 + p^2z^2 = \overline{p}\left(p^1 + p^2\right)$. Cet ensemble est plus grand que l'ensemble défini par $\left\{p / V(p) \leq V(\overline{p})\right\}$. Il existe donc des couples de prix $\left(p^1, p^2\right)$ qui entraîneront un surplus inférieur au surplus des consommateurs qui résulterait de l'application d'un *price cap* idéal (ces couples sont ceux situés entre la courbe d'isosurplus et la courbe représentant la limite de la contrainte de plafond de recettes). Seul un tarif uniforme ($p^1 = \overline{p}$ et $p^2 = \overline{p}$) fait correspondre la limite du plafond de recette au *price cap* idéal défini par rapport au surplus du consommateur. En revanche, le profit de la firme sera supérieur à celui occasionné par l'application du *price cap* idéal. Le profit étant une fonction croissante des prix (dans les zones où les prix sont inférieurs au prix de monopole), plus la courbe d'isoprofit s'éloigne de l'origine du repère plus le profit représenté par ces courbe d'isoprofit est élevé.

3.1.3.b. Avantages

Contrairement au cas précédent, la pondération est endogène à la firme puisqu'il s'agit des quantités induites par le vecteur de prix P. Ce type de *price cap* présente l'avantage par rapport au précédent de se fonder sur les quantités réelles (z^k) et non sur des quantités issues de l'application d'un prix théorique ($\overline{z}^k$).

La maximisation du profit sous la contrainte (3.53) nous donne le Lagrangien suivant :

$$\Psi = \sum_{i=1}^{n} p^i z^i - C(z) + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x^i(p) - y^i(p) - z^i \right] + \gamma \left[\overline{p} \sum_k z^k - \sum_k p^k z^k \right]$$

dont les conditions du premier ordre sont :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p^k} = (1-\gamma) z^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \frac{\partial \hat{z}^i}{\partial p^k} = 0, \forall k \in M$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z^u} = p^u - c^u - \lambda^u + \gamma \left(\overline{p} - p^u \right) = 0, \forall u \in M$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z^j} = p^j - c^j - \lambda^j = 0, \forall j \in J$$

La structure tarifaire issue de ces conditions est la suivante :

$$(1-\gamma) z^k = -\sum_j \left(p^j - c^j \right) \frac{\partial \hat{z}^j}{\partial p^k} - \sum_u \left[\left(p^u - c^u \right) + \gamma \left(\overline{p} - p^u \right) \right] \frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k} \qquad (3.54)$$

avec $u \in M, k \in M, M \cup J = I$.

La comparaison de la relation (3.54) avec la relation (3.12) permet de constater que ce type de contrôle ne conduira à un optimum de second rang que si $\sum_u \left(\overline{p} - p^u \right) \partial \hat{z}^u / \partial p^k = 0$. Le cas de référence pour lequel cette condition est vérifiée est celui d'un prix uniforme (comme nous l'indique la Figure 3-2 ci-dessus) pour l'ensemble des biens réglementés, c'est-à-dire des prix $p^u = \overline{p}$ pour tout $u \in M$.

3.1.3.c. <u>Inconvénients</u>

La relation (3.54) peut se réécrire[124] ainsi :

$$z^k = -\sum_j \left(p^j - c^j \right) \frac{\partial \hat{z}^j}{\partial p^k} - \sum_u \left[p^u - \hat{c}^u \right] \frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k} \qquad (3.55)$$

avec $\hat{c}^u = c^u \dfrac{1 - \gamma \overline{p} / c^u}{1-\gamma}$ ou encore $\hat{c}^u = c^u - \dfrac{\gamma \overline{p} - c^u}{1-\gamma}$

Cette relation est à comparer à la relation (3.6) décrivant la structure tarifaire d'un monopole non contraint. Au regard de cette relation, il apparaît que dans le cadre d'une

[124] à la condition que $\gamma \neq 1$.

réglementation par plafond de recette, la firme peut tarifer un bien u au-delà de son prix de monopole. $\hat{c}^u$ apparaît comme le coût marginal du bien u tel qu'il est perçu par la firme lorsqu'elle est soumis à un plafond de recettes (COWAN [1997a, p.59]).

Si pour un bien u quelconque, le plafond moyen décidé par le régulateur ($\overline{p}$) est inférieur au coût marginal de production de ce bien u (c^u), nous avons $\overline{p}/c^u < 1$. Etant donné que $\gamma \geq 0$, il apparaît que $\hat{c}^u \geq c^u$. Autrement dit, la firme fixe ses prix comme un monopole non contraint (cf. expression (3.6)) sur la base d'un coût marginal ($\hat{c}^u$) supérieur au coût marginal réel (c^u). Il est donc possible que la firme, dans ce cadre réglementaire, définisse le tarif de certains biens au-dessus de leur prix de monopole. A l'opposé, pour les biens u dont le coût marginal sera inférieur au plafond moyen, le prix pratiqué par la firme sera inférieur à celui qui aurait prévalu dans un contexte non réglementé. La question soulevée par COWAN est alors de savoir si les pertes en bien-être collectif occasionnées par les prix supérieurs aux prix de monopole sont compensées par les gains issus des prix en dessous. L'auteur montre (COWAN, [1997b]) que la réponse est négative. Avec une fonction de demande linéaire, il démontre que les pertes sont supérieures aux gains en termes de bien-être collectif.

Ce type de réglementation autorise la firme à pratiquer une discrimination par les prix[125]. Dans le cadre d'un plafond de recettes moyennes, la firme va maximiser son profit en déterminant d'une part la quantité optimale qu'elle souhaite servir (z^k) et d'autre part ses recettes (R) sous la contrainte réglementaire $R \leq \overline{p}\sum_k z^k$ et sous la contrainte de faisabilité $R \leq R(z)$. Cette maximisation s'effectue en deux temps. Tout d'abord la firme détermine la quantité optimale (z^*) telle que $R = \overline{p}\sum_k z^{k*}$. Par la suite elle choisit son tarif de façon à maximiser R étant donné z^*. ARMSTRONG et alii [1993, p.71] montrent que la discrimination risque d'engendrer une baisse du surplus global par rapport à l'application de prix uniformes ($\overline{p}$) si le poids accordé au surplus du producteur (α dans la relation (3.48)) est suffisamment faible. En effet, toute discrimination par les prix vise à réduire le surplus des consommateurs. Si la firme pratique des prix discriminants (qui respectent la contrainte de recette moyenne), le surplus des consommateurs sera nécessairement inférieur à celui résultant de l'application de prix uniformes ($\overline{p}$).

[125] Cette discrimination peut être du second degré ou du troisième degré (ARMSTRONG et alii [1993, p.70]).

3.1.3.d. Comparaison des surplus globaux

Etant donné les inconvénients relevés plus haut, il apparaît nécessaire de déterminer sous quelles conditions la réglementation par plafond de recette entraîne un bien-être supérieur à ce qu'il serait en l'absence de toute réglementation. Compte tenu des spécifications du paragraphe 1.4, la relation (3.55) nous donne $p_{RM}^k = 1/2\left(b^k + \hat{c}^k\right)$ (où p_{RM}^k représente le prix de monopole) tandis que la tarification d'un monopole non contraint définie par (3.6) devient $p_M^k = 1/2\left(b^k + c^k\right)$(où p_M^k représente le prix de monopole).

En appliquant légalité (3.13) au prix p_M^k et p_{RM}^k, nous obtenons :

$$W(c) - W(p_{RM}) = \sum_k \frac{\left(p_{RM}^k - c^k\right)^2}{2} \text{ et } W(c) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(p_M^k - c^k\right)^2}{2}. \text{ Ce qui donne :}$$

$$W(p_{RM}) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(p_M^k - c^k\right)^2 - \left(p_{RM}^k - c^k\right)^2}{2} \text{ et donc}$$

$$W(p_{RM}) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left[\left(p_M^k - c^k\right) - \left(p_{RM}^k - c^k\right)\right]\left[\left(p_M^k - c^k\right) + \left(p_{RM}^k - c^k\right)\right]}{2}$$

$$W(p_{RM}) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(p_M^k - p_{RM}^k\right)\left[\left(p_M^k - c^k\right) + \left(p_{RM}^k - c^k\right)\right]}{2}$$

En remplaçant p_M^k et p_{RM}^k par leurs expressions, nous obtenons :

$$p_M^k - p_{RM}^k = \frac{1}{2}\frac{\gamma}{1-\gamma}\left(\overline{p} - c^k\right) \text{ et } \left(p_M^k - c^k\right) + \left(p_{RM}^k - c^k\right) = \frac{2b^k\left(1-\gamma\right) - c^k\left(2-3\gamma\right) - \gamma\overline{p}}{2\left(1-\gamma\right)}$$

Ce qui permet d'écrire :

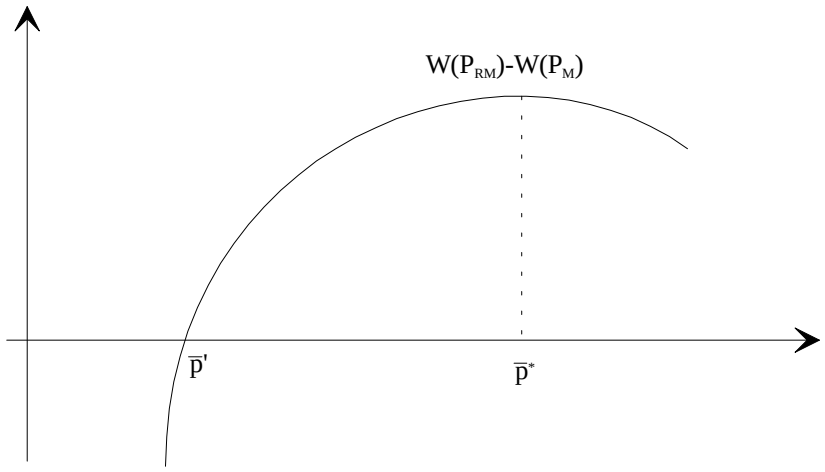
$$\Delta W = W(p_{RM}) - W(p_M) = \frac{1}{4}\sum_k \frac{\gamma}{\left(1-\gamma\right)^2}\left(\overline{p} - c^k\right)\left[2b^k\left(1-\gamma\right) - c^k\left(2-3\gamma\right) - \gamma\overline{p}\right]$$

ΔW est une fonction concave (un polynôme du second degré plus précisément) par rapport à $\overline{p}$. Elle admet donc un maximum pour $\overline{p}^*$ et s'annule pour deux valeurs $\overline{p}'$ et $\overline{p}''$. La valeur $\overline{p}^*$ qui annule $\partial\Delta W/\partial\overline{p}$ est telle que :

$$\overline{p}^* = \frac{1}{m}\sum_k c^k + \frac{1-\gamma}{m\gamma}\sum_k\left(b^k - c^k\right) \tag{3.56}$$

où m est le nombre de biens réglementés fournis par la firme. Cette relation indique que le plafond qui maximise le surplus est supérieur à la moyenne des coûts marginaux des biens réglementés ($\frac{1}{m}\sum_k c^k$).

Figure 3-4 Ecart de bien-être en fonction du prix de référence du régulateur



Si le plafond de référence retenu par le régulateur $\overline{p}$ est inférieur au plafond noté $\overline{p}'$ sur la figure ci-dessus, le bien-être résultant de l'application d'un plafond de recette moyenne ($W(p_{RM})$) sera inférieur[126] au bien-être qui prévaudrait en l'absence de toute réglementation ($W(p_M)$). COWAN [1997a, p.60] remarque notamment que si le régulateur fixe son plafond de référence au niveau de la recette moyenne générée par une tarification au coût marginal ($\overline{p} = \sum_k c^k\left(b^k - c^k\right) \Big/ \sum_k \left(b^k - c^k\right)$), ce dernier sera inférieur au plafond qui égalise les bien-être ($\overline{p}'$).

3.1.4. Les tarifs optionnels

Ces tarifs permettent de limiter les effets pervers liés à la discrimination par les prix. Il s'agit pour le régulateur d'autoriser la firme à discriminer parmi ses clients tant qu'aucun d'entre eux ne se trouvent dans une situation pire que celle résultant de l'application d'un prix uniforme. La firme est autorisée à proposer des tarifs non linéaires T(z) tant que $T(z) \leq \overline{p}z$ pour tout q. Les tarifs optionnels entraînent donc un bien-être supérieur à celui occasionné par la réglementation des recettes moyennes dans la mesure où le surplus des consommateurs ne peut être inférieur à celui issu de l'application de prix uniforme. Tout comme pour

[126] Le régulateur cherche à minimiser le plafond de référence auquel sont soumis les tarifs de la firme. En conséquence, il est hautement improbable qu'il fixe $\overline{p}$ au delà de $\overline{p}''$.

réglementer par les recettes moyennes, le régulateur n'a besoin que peu d'informations pour réglementer par des tarifs optionnels. Il lui faut simplement être en mesure de vérifier que les tarifs proposés par la firme respectent la contrainte $T(z) \leq \overline{p}z$.

3.2. Les différentes formes de *price cap* dans un contexte dynamique

Comme nous avons pu le constater lors de l'étude de la réglementation tarifaire à laquelle est soumis le transporteur gazier britannique Transco, la formule appliquée par le régulateur comporte un processus dynamique qui donne les différents plafonds pour chaque année de la période de contrôle (ou période réglementaire) qui dure cinq ans. Dans un contexte dynamique, la firme réglementée est libre de fixer l'ensemble des tarifs applicables aux n produits qu'elle offre (p_t) tant qu'un indice synthétisant ses prix ($I(p^t)$) reste inférieur au seuil ($\overline{p}^t$) décidé par le régulateur (ARMSTRONG et alii [1993, p.79]).

3.2.1. Le mécanisme de VOGELSANG – FINSINGER [1979]

3.2.1.a. Définition

Dans un cadre dynamique, le régulateur a la capacité d'acquérir de l'information sur la fonction de coût de la firme réglementée. A une date t, les coûts enregistrés en t-1 sont connus du régulateur, telle est l'hypothèse centrale du modèle proposé par VOGELSANG et FINSINGER [1979]. La deuxième hypothèse cruciale de ce modèle est l'existence de coût moyen radial (ou coût moyen homothétique) décroissant tel que $C(\alpha q) \leq \alpha C(q)$. La firme est supposée myope (autrement dit, elle ne se soucie pas des conséquences de ses choix en t sur ses résultats en t+1), son taux d'actualisation est nul et ses profits à la date initiale sont donnés comme positifs. La règle proposée par ces deux auteurs consiste à autoriser les prix appartenant à l'ensemble suivant :

$$\left\{ p_t / \sum_k p^k z^k_{t-1} \leq C^M(z_{t-1}) + f(z_{t-1}).F \right\} \tag{3.57}$$

Cette règle consiste à poser que le vecteur de prix d'une année t doit être tel que, associé avec les quantités consommées en t-1, il soit inférieur au coût entraîné par la fourniture des quantités demandées en t-1. Etant donné que la firme que nous considérons intervient simultanément sur des marchés réglementés et sur des marchés non réglementés, le régulateur doit être en mesure de séparer les coûts en fonction de la catégorie des produits fournis par la firme et d'allouer les coûts communs à l'ensemble de la production à ces différentes

catégories. Comme nous l'avons fait au paragraphe 2.3.2, nous supposons que les coûts de la firme peuvent être découpés comme l'indique la relation (3.40) et que le régulateur dispose d'une fonction de répartition[127] des coûts communs f(z) telle que $\frac{\partial f(z)}{\partial z^k} > 0$ et $\frac{\partial f(z)}{\partial z^j} < 0$ avec $k \in M,\ j \in J,\ M \cup J = I$. En définitive, le mécanisme V-F stipule que le prix en t doit être inférieur au coût moyen de l'année précédente.

3.2.1.b. Avantages

Dans ce cadre, VOGELSANG et FINSINGER montrent que le surplus du consommateur s'accroît à chaque période, que les profits de la firme tendent vers 0, que les prix tendent à prendre une structure conforme à la règle de RAMSEY. En replaçant leur mécanisme dans notre cadre théorique, la firme devra maximiser son profit sous la contrainte (3.57). Le lagrangien et les deux conditions d'ordre 1 associés seront donc :

$$\Psi = \sum_{i=1}^{n} p_t^i z_t^i - C(z_t) - \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x_t^i(p_t) - y_t^i(p_t) - z_t^i \right] - \gamma \left[\sum_k p^k z_{t-1}^k - C^M(z_{t-1}) - f(z_{t-1}).F \right]$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p_t^k} = z_t^k - \sum_{i=1}^{n} \lambda_t^k \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k} - \gamma z_{t-1}^k = 0$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z_t^i} = p_t^i - c_t^i + \lambda_t^i = 0$$

L'association des deux conditions précédentes nous donne la structure tarifaire suivante :

$$\boxed{z_t^k - \gamma z_{t-1}^k = -\sum_{i=1}^{n} \left(p_t^i - c_t^i \right) \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k}} \qquad (3.58)$$

Dans un équilibre de long terme le sprix et les quantités sont fixes, ce qui implique $z_t^k = z_{t-1}^k$. Dès lors, les tarifs vérifiant (3.58) sont des sont des tarifs RAMSEY (cf.(3.12)).

3.2.1.c. Inconvénients

ARMSTRONG et alii [1993, p.80] rappellent les limites de cette règle a priori assez simple. Tout d'abord, les hypothèses de myopie et de coût radial moyen décroissant sont assez restrictives. SAPPINGTON [1980] a montré que si l'hypothèse de myopie est relâchée, la

[127] Cette fonction de répartition est identique à celle évoquée au paragraphe 2.3.2

firme est incitée à engager des dépenses sans objet destinées à accroître ses coûts en t afin d'alléger sa contrainte tarifaire en t+1. D'autre part, il n'y a pas de liaison temporelle au niveau des coûts ce qui implique l'absence de capital fixe. Nous reviendrons sur la comparaison en termes de surplus global de ce mécanisme au cours du paragraphe suivant.

3.2.2. La réglementation par indice de LASPEYRES (L)

3.2.2.a. Définition

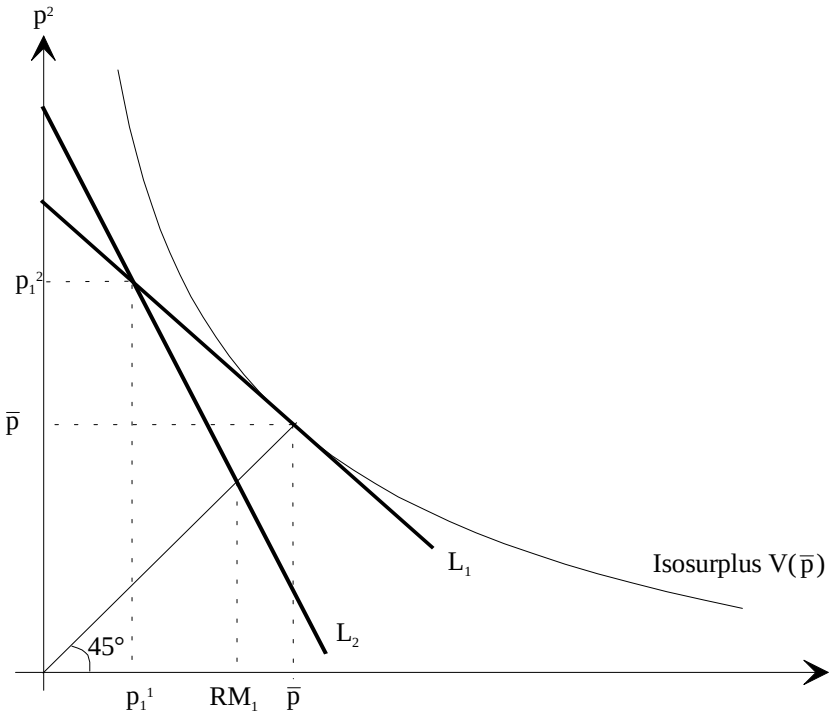
Les prix autorisés par le régulateur sont tels que si les consommateurs demandent en t la même quantité qu'en t-1, leur dépense sera inférieure ou égale. Les prix réglementés doivent donc respecter la condition suivante :

$$\left\{ p / \sum_k p_t^k z_{t-1}^k \leq \sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k \right\} \tag{3.59}$$

Par construction, le surplus du consommateur ne peut qu'augmenter au cours du temps. Ce mode de régulation est à rapprocher d'un plafond avec pondération (cf.§3.1.2) à la différence près qu'ici la pondération des prix est endogène. Comme précédemment, la Figure 3-5 permet de visualiser l'ensemble des prix qu'autorise ce mode de réglementation à la firme dans le cas où cette dernière fournit deux biens réglementés. A la date initiale, le régulateur vise un plafond de prix $\overline{p}$. La contrainte (3.59) devient $z_{t-1}^1\left(p_t^1 - p_{t-1}^1\right) + z_{t-1}^2\left(p_t^2 - p_{t-1}^2\right) \leq 0$ et pour l'année 1, elle s'écrit $\overline{z}^1\left(p_t^1 - \overline{p}\right) + \overline{z}^2\left(p_1^2 - \overline{p}\right) \leq 0$. La zone définie par cette inégalité se situe sous la droite intitulée L_1. La firme rationnelle choisira un couple de prix $\left(p_1^1, p_2^1\right)$ qui maximise son profit[128]. Ces prix vont déterminer la contrainte applicable au tarif de l'année 2, contrainte représentée par les points situés sous la droite L2. Cette droite coupe L1 au point $\left(p_1^1, p_2^1\right)$. L'ensemble des prix autorisées à la firme en période 2 (sous la droite L2) est compris dans la zone des prix qui garantissent un surplus des consommateurs supérieur ou égal à $V(\overline{p})$. L'intersection de la droite L2 avec la première bissectrice donne la recette moyenne de la firme à la période 1.

[128] Nous raisonnons ici bien évidemment dans la zone des profits croissants par rapport au prix .

Figure 3-5 Réglementation par indice de LASPEYRES



3.2.2.b. <u>Avantages</u>

Soumis à cette règle, les prix convergent vers des prix RAMSEY. Si à une date t-1, les prix de la firme diffèrent des prix RAMSEY, la firme a la possibilité d'accroître son profit en t en révisant ces prix sans affecter le surplus des consommateurs. Or, la maximisation du profit sous contrainte d'un surplus de consommateur supérieur ou égal à un surplus minimum conduit à des prix de type RAMSEY comme nous l'avons montré plus haut (cf. §3.1.1). Cette réglementation implique donc que le surplus des consommateurs ne puisse pas décroître au cours de la période de contrôle.

La maximisation du profit de la firme myope sous la contrainte (3.59) nous donne les relations suivantes :

$$\Psi = \sum_{i=1}^{n} p_t^i z_t^i - C(z_t) + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x_t^i(p_t) - y_t^i(p_t) - z_t^i \right] + \gamma \left[\sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k - \sum_k p_t^k z_{t-1}^k \right]$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p_t^k} = z_t^k - \sum_{i=1}^{n} \lambda_t^k \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k} - \gamma z_{t-1}^k = 0$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z_t^i} = p_t^i - c_t^i - \lambda_t^i = 0$$

$$z_t^k - \gamma z_{t-1}^k = -\sum_{i=1}^{n}\left(p_t^i - c_t^i\right)\frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k} \tag{3.60}$$

La relation (3.60) est similaire à la relation (3.58) issue l'application du mécanisme V-F. Dès lors, dans le cadre d'un équilibre stationnaire de long terme, cette règle de tarification sera conforme à un optimum de second rang. Il convient néanmoins d'évaluer les conséquences de ce type de réglementation pour le surplus du consommateur.

Si on admet la convexité du surplus du consommateur ($V(p_b) - V(p_a) \geq \sum_{i=1}^{n}\left(p_a^i - p_b^i\right)z_a^i$), la recette moyenne du monopole soumis à ce type de réglementation ne peut excéder le plafond initial décidé par le régulateur ($\overline{p}$). En effet, comme le montre COWAN [1997a, p.57], si les prix du monopole excèdent $\overline{p}$, c'est-à-dire si $\sum_{i=1}^{n}\left(p_t^i - \overline{p}\right)z_t^i \geq 0$, alors la convexité du surplus du surplus des consommateurs implique $V(\overline{p}) \geq V(p_t^i)$. Le surplus en t serait donc inférieur au surplus initial, ce qui est en contradiction avec la propriété de ce type de réglementation évoquée plus haut : la non-décroissance du surplus du consommateur. Ce résultat peut s'apprécier à partir de la Figure 3-5. En effet, n'importe quel couple de prix $\left(p_2^1, p_2^2\right)$ choisi dans l'ensemble défini par la droite L2 implique nécessairement un surplus des consommateurs supérieur ou égal au surplus de référence du régulateur ($V(\overline{p})$).

Il apparaît également sur la Figure 3-5 que la firme ne peut obtenir une recette moyenne supérieure à $\overline{p}$.

3.2.2.c. Inconvénients

La convergence des tarifs de la firme soumise à ce type de plafond vers des prix Ramsey tient dans ce qui précède au fait que la firme est myope, c'est-à-dire qu'elle ne se soucie pas des conséquences de ses choix présents sur ses recettes futures. Cependant VOGELSANG [1989] a montré que ce résultat tenait sans l'hypothèse de myopie.

Ce mode de réglementation incite la firme à réduire ses coûts puisque ces derniers n'interviennent pas explicitement dans la formule de contrôle. Symétriquement, cette incitation implique une rente pour la firme, rente qui était exclue dans le cadre d'un plafond de type V-F. L'incitation à la minimisation des coûts ainsi que la rente que la firme peut

espérer dépend de la durée de la période de contrôle. Cependant, comme le remarquent ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1994, p.82], le régulateur doit, dans la pratique, se référer aux coûts réels, pour fixer les plafonds. Dès lors, l'application de ce type de plafond apparaît comme un mélange du mécanisme VF et du système L théorique tel que décrit plus haut. Ce système a été appliqué aux industries de l'eau et des télécommunications en Grande-Bretagne. La contrainte est légèrement modifiée pour introduire les gains de productivité attendus par le régulateur (X). La relation (3.59) devient alors :

$$\left\{ p / \sum_k p_t^k z_{t-1}^k \leq (1-X) \sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k \right\}$$

3.2.2.d. Comparaison des surplus globaux

La règle tarifaire (3.60) devient, avec des fonctions de demande linéaires: $p_{L,t}^k = \frac{1}{2}\left[(1-\gamma)b^k + c^k + \gamma p_{t-1}^k\right]$. L'écart de bien-être avec la situation où la firme n'est pas réglementée est similaire à celui obtenu au paragraphe 3.1.2.d. Il s'écrit :

$$W(p_{L,t}) - W(p_M) = \sum_k \frac{\left(b^k - c^k\right)^2}{8} - \sum_k \frac{\left[(1-\gamma)b^k + \gamma p_{t-1}^k - c^k\right]^2}{8}$$

Cette différence est positive pour tout $p_{t-1}^k < a^k$. Autrement dit, lorsque le prix de l'année précédente est inférieur au prix qui annule la demande, le surplus collectif résultant de la réglementation par indice de Laspeyres (ou par le mécanisme de VOGELSANG – FINSINGER) est nécessairement supérieur au surplus résultant d'une tarification de monopole sans contrainte.

3.2.3. Le plafond de recette moyenne dynamique

3.2.3.a. Définition

Le passage d'un contexte statique à un contexte dynamique n'affecte pas les caractéristiques de la réglementation par plafond de recette moyenne (cf. §3.1.3). Comme le rappelle COWAN [1997, p.57], ce type de *price cap* n'est optimal que si la firme fixe l'ensemble de ses prix au niveau du plafond moyen défini par le régulateur ($\overline{p}$ dans la relation (3.53)).

$$\left\{ p / \sum_k p_t^k z_t^k \leq \overline{p} \sum_k z_t^k \right\} \tag{3.61}$$

3.2.3.b. Avantages

Le principal avantage de ce mécanisme réside dans sa facilité de mise en œuvre par rapport aux autres (cf.3.1.3.b). Comme le plafond de recette moyenne statique, ce mode de contrôle tarifaire nécessite peu d'information. Le régulateur peut l'appliquer dès qu'il connaît la fonction de demande.

3.2.3.c. Inconvénients

Les inconvénients majeurs de ce mode de réglementation sont identiques à ceux relevés pour le plafond de recette dans un cadre statique : il autorise des prix qui implique un surplus du consommateurs inférieurs à celui qui prévaudrait si l'ensemble des prix était fixé au niveau souhaité par le régulateur ($\overline{p}$) ; la firme peut être amenée à tarifer certains de ces biens au delà du prix de monopole. Face aux limites que présente ce type de plafonds, certains auteurs ont tenté d'aménager ce mécanisme afin de le rendre plus efficace.

3.2.4. Le plafond de recette moyenne avec décalage

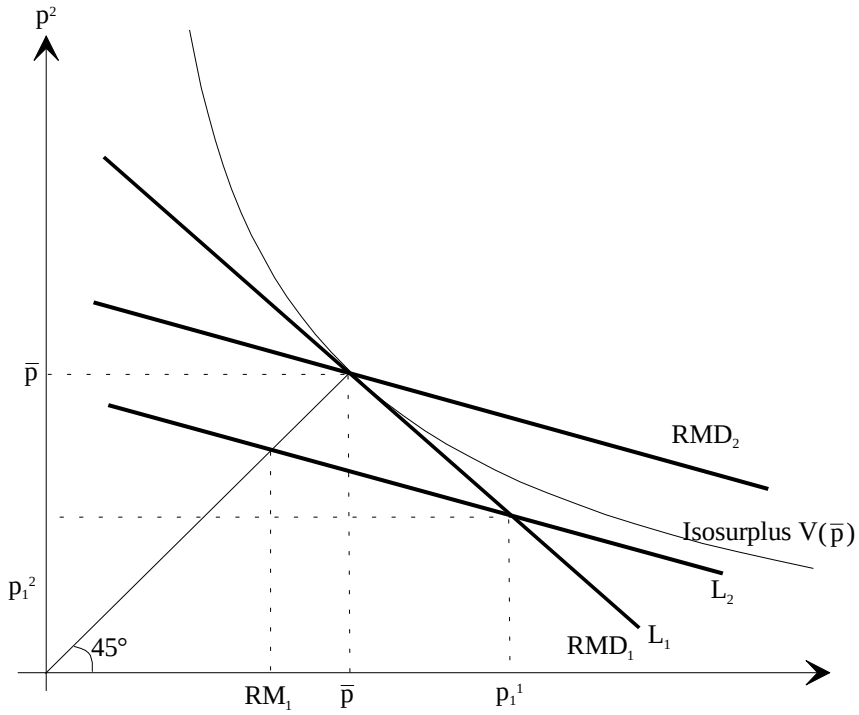
3.2.4.a. Définition

Le plafond de recette moyenne avec décalage (RMD) est une combinaison entre une réglementation par indice et une réglementation par plafond de recette (COWAN [1997a, p.60]). Les tarifs soumis à cette règle doivent respecter la condition suivante :

$$\left\{ p / \sum_k p_t^k z_{t-1}^k \leq \overline{p} \sum_k z_{t-1}^k \right\} \tag{3.62}$$

La figure ci-dessous est une représentation graphique de ce mode de réglementation lorsque la firme fournit deux biens sur deux années consécutives.

Figure 3-6 Réglementation par Recette Moyenne avec Décalage



La première année, le niveau de prix de référence est le plafond $\overline{p}$ qui correspond au surplus des consommateurs souhaité par le régulateur. Pour la première année, la contrainte tarifaire résultant de la réglementation L est équivalente à la contrainte de recette moyenne avec décalage. En effet, elle s'écrit $\overline{z}^1\left(p_t^1-\overline{p}\right)+\overline{z}^2\left(p_1^2-\overline{p}\right)\leq 0$ (cf. §3.2.2.a). Les droites définissant l'ensemble des couples $\left(p_1^1,p_1^2\right)$ autorisés sont donc confondues (L1 et RMD1 sur la Figure 3-6). La firme réglementée maximisant son profit va opter pour un couple situé le plus loin possible de l'origine, autrement dit pour un couple $\left(p_1^1,p_1^2\right)$ situé sur ces droites. L'évolution de la contrainte dans le cadre d'une réglementation L va induire l'ensemble des couples autorisés pour la deuxième année ; ensemble défini par les points situés sous la droite L2. Les droites L2 et RMD2 ont même pente $(-z_1^1/z_1^2)$. La droite RMD2 passe nécessairement par le point $\left(\overline{p},\overline{p}\right)$ dans la mesure où l'intersection de la première bissectrice ($p^2=p^1$) et RMD2 s'effectue au point $p^1=\overline{p}$.

3.2.4.b. <u>Avantages</u>

Sur la base de notre modèle, le lagrangien associé à un plafond de recette moyenne avec décalage s'écrit :

$$\Psi = \sum_{i=1}^{n} p_t^i z_t^i - C(z_t) - \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x_t^i(p_t) - y_t^i(p_t) - z_t^i \right] - \gamma \left[\sum_k p_t^k z_{t-1}^k - \overline{p} \sum_k z_{t-1}^k \right]$$

Le résultat de cette maximisation donne un résultat identique[129] au programme de la réglementation par indice de Laspeyres, c'est-à-dire une structure tarifaire telle que :

$$z_t^k - \gamma z_{t-1}^k = -\sum_{i=1}^{n} \left(p_t^i - c_t^i \right) \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k}$$

Il apparaît qu'à l'état stationnaire, les tarifs de la firme réglementée par une formule RMD réalisent un optimum de second rang. En ce sens, cette réglementation est équivalente à la réglementation proposée par VOGELSANG et FINSINGER [1979]. Cependant, si, en termes de surplus global, l'équilibre de long terme est un optimum de second rang, ce type de réglementation n'est pas neutre dans le partage du surplus entre le consommateur et la firme réglementée.

COWAN [1997a, p.60] montre que la firme préfère voir ses tarifs contraints par un plafond de recettes avec décalage que par un plafond de type LASPEYRES. Cette propriété tient au fait que les prix de la firme respectant la contrainte L respectent automatiquement la contrainte RMD. Les tarifs soumis à la réglementation L vérifient $\sum_k p_t^k z_{t-1}^k \leq \sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k$. Or, comme nous l'avons vu au paragraphe 3.2.2, la firme réglementée ne peut obtenir une recette moyenne supérieure à $\overline{p}$ dans le cadre d'une réglementation par indice de Laspeyres. Autrement dit la recette moyenne d'une firme soumise à cette réglementation vérifie la condition suivante : $\sum_k p_t^k z_t^k \leq \overline{p} \sum_k z_t^k$. En t-1, cette dernière inégalité devient $\sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k \leq \overline{p} \sum_k z_{t-1}^k$, ce qui implique $\sum_k p_t^k z_{t-1}^k \leq \sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k \leq \overline{p} \sum_k z_{t-1}^k$ et donc $\sum_k p_t^k z_{t-1}^k \leq \overline{p} \sum_k z_{t-1}^k$. Cette inégalité signifie que tout système tarifaire vérifiant la contrainte de plafond de recette avec décalage vérifie également la contrainte du plafond de type LASPEYRES. Autrement dit, la firme dispose d'un degré de liberté supplémentaire dans le cadre d'une réglementation par plafond de recette avec décalage que par indice de Laspeyres.

Cette avantage pour la firme est illustré sur la Figure 3-6 par l'évolution des courbes limitant les prix autorisés dans le cadre d'une réglementation par indice de Laspeyres (L) et dans celui d'une réglementation par plafond de recette moyenne avec décalage (RMD). En

[129] Lorsqu'on considère une firme myope.

effet, RMD2 définit une zone dans laquelle certains couples de prix autorisés[130] impliquent un surplus des consommateurs inférieur à $V(\overline{p})$. La firme bénéficie donc d'un degré de liberté supplémentaire au détriment des consommateurs lorsqu'elle est soumise à un plafond de recette moyenne avec décalage par rapport au cas où ses prix sont plafonnés par un indice de Laspeyres.

3.2.4.c. Inconvénients

COWAN [1997a, p.61] évalue l'impact de ce degré de liberté supplémentaire laissé à la firme par la réglementation par plafond de recettes décalées par rapport au plafond de type Laspeyres. Une firme soumise au plafond de recette moyenne avec décalage a la possibilité d'accroître tous ses prix en t si la recette moyenne de la période précédente (t-1) est inférieure au plafond initial. En reprenant l'inégalité (3.62), il est possible d'écrire :

$$\sum_k \left(z_{t-1}^k (p_t^k - p_{t-1}^k) + z_{t-1}^k p_{t-1}^k \right) \leq \overline{p} \sum_k z_{t-1}^k$$

$$\sum_k z_{t-1}^k (p_t^k - p_{t-1}^k) \leq \sum_k \overline{p} q_{t-1}^k - \sum_k q_{t-1}^k p_{t-1}^k$$

$$\sum_k z_{t-1}^k (p_t^k - p_{t-1}^k) \leq \sum_k z_{t-1}^k \left(\overline{p} - p_{t-1}^k \right)$$

Si $(p_t^k - p_{t-1}^k) \leq \left(\overline{p} - p_{t-1}^k \right)$ et si $\overline{p} \geq p_{t-1}^k$ pour tout k appartenant à M, alors la contrainte du plafond de recette moyenne avec décalage est respectée alors que les prix réglementés augmentent ($p_t^k \geq p_{t-1}^k$). Si pour un bien k, le prix en t-1 est inférieur au plafond de référence du régulateur, la firme a la possibilité d'accroître le prix de vente de ce bien entre t-1 et t tant que cette augmentation est inférieure à l'écart existant entre le plafond de référence et le prix en t-1. Une telle augmentation est impossible dans le cadre d'une réglementation par indice de Laspeyres puisqu'elle viendrait réduire le surplus du consommateur, ce qui est exclu avec cette réglementation.

3.2.4.d. Comparaison des surplus globaux

A l'état stationnaire, la règle tarifaire issue de réglementation par recette moyenne avec décalage est équivalente à celle obtenue dans le cadre d'un plafond fondé sur l'indice de Laspeyres. En conséquence, les comparaisons en termes de bien-être avec les prix de

[130] Il s'agit des points situés au dessus de la courbe représentative de $V(\overline{p})$ et la droite RMD_2.

monopoles et les prix RAMSEY-BOITEUX seront équivalentes à celles conduites dans le paragraphe 3.2.2.d.

COWAN [1997a, p.66] montre également que l'hypothèse de myopie de la firme est cruciale pour l'efficacité de ce type de réglementation à l'état stationnaire. Si cette hypothèse est relâchée, c'est-à-dire si le taux d'actualisation de la firme est strictement positif au lieu d'être nul, il apparaît que le bien-être est inférieur celui résultant d'une tarification de monopole.

3.2.5. Le price cap de type RPI-X

3.2.5.a. Définition

Le *price cap* de type RPI-X tel qu'il est appliqué en Grande-Bretagne dans l'industrie du gaz naturel et aux États-Unis dans les télécommunications est un mécanisme de plafond de recette moyenne (tel que nous l'avons défini au paragraphe 3.1.3) adapté de telle sorte à faire évoluer le plafond de référence d'année en année au taux RPI-X.

$$\left\{ p / \sum_k p_t^k z_t^k \leq \overline{p}_t \sum_k z_t^k \right\} \tag{3.63}$$

avec $\overline{p}_t = (1 + RPI - X)\overline{p}_{t-1}$.

Le plafond de prix initial est calculé sur la base des coûts et des volumes traités par la firme au cours de la période de contrôle. Une formule d'évolution permet au régulateur de calculer le plafond de prix de chaque année de la période.

3.2.5.b. Avantages

Ce mécanisme est incitatif puisque tout écart entre le plafond de prix et les coûts réels supportés par la firme constitue un profit pour cette dernière. Dans la plupart des cas, le *price cap* est de type RPI-X (télécommunications et gaz en Grande-Bretagne). L'évolution du plafond de prix intègre l'évolution des prix de détail (RPI : *Retail Price Index*) et un facteur de productivité attendue de l'entreprise (X) qui doit conduire à une baisse des prix en termes réels. Le régulateur n'étudie les coûts de l'entreprise qu'au début de la période de contrôle qui dure 4 ou 5 ans en général. La procédure réglementaire se trouve allégée par rapport à la réglementation par le coût du service.

3.2.5.c. Inconvénients

Dans le cadre d'une réglementation tarifaire de type RPI-X, le facteur X doit être régulièrement revu pour que les actionnaires de la firmes bénéficient d'un taux de rendement suffisant (LITTLECHILD et BEESLEY [1989, p. 351]). Si tel n'est pas le cas, les prix s'éloigneront des coûts, ce qui remettra en cause l'efficacité allocative des tarifs. Cependant, si le régulateur pose des critères clairs pour la révision du X de telle sorte que les réductions de coûts peuvent se transformer en baisse de prix, la vertu incitative du *price cap* disparaît. En effet, si la firme réglementée anticipe qu'une réduction de coût entraînera une révision de RPI-X qui réduira ses prix et donc ses profits, elle risque de ne pas mettre en œuvre la baisse des coûts. En effet si le gain que la firme retire d'une baisse des coûts est plus que compensé par la baisse des profits qu'entraîne la révision du facteur X, elle renoncera à réduire ses coûts. A la lumière de cet inconvénient, la réglementation par la formule RPI-X ne semble guère différente d'une réglementation par le taux de rendement.

Cette question renvoie, selon LITTLECHILD et BEESLEY, aux procédures qui régissent la détermination du X. C'est le gouvernement qui fixe la valeur initiale du paramètre X. En effet cette valeur appartient à l'ensemble de mesures prises lors de la mise en œuvre de la déréglementation. A ce stade, la détermination de cet élément fait donc intervenir des considérations tant politiques qu'économiques. Sa valeur a donc peu de chance d'être la valeur optimale au sens de la théorie économique. Autrement dit, la détermination du paramètre X prendra en compte la productivité attendu de la firme telle qu'elle est perçue par le gouvernement, or cette perception est largement influencée par la firme elle-même. Les révisions ultérieures du paramètre X sont le fait du régulateur et non plus du gouvernement. Ce dernier dispose d'un degré de liberté nettement moindre. En effet, tout changement qui ira dans le ses d'un des groupements d'intérêts en présence (consommateurs ou actionnaires) se fera nécessairement au détriment de l'autre. BERNSTEIN et SAPPINGTON [1999] proposent un modèle qui définit le paramètre X idéal dans le cas où la firme est soumise à un plafond de prix sur une partie de sa production pour laquelle il est impossible de mesurer les coûts spécifiques. Ils évaluent également les cas où la détermination de ce paramètre influence le taux d'inflation (RPI) et les contraintes qu'impose le développement de la concurrence dans une industrie récemment déréglementée.

3.3. Conclusion

En guise de conclusion, il nous paraît intéressant de dresser un tableau récapitulatif des différentes formes de *price cap* évoquées jusqu'ici. L'objectif de ce tableau synthétique est mettre en évidence les différences et les points communs qui existent entre ces divers mécanismes. Ce tableau recense les principaux systèmes évoqués au cours de cette section afin de les comparer aux cas de référence (tarification RAMSEY-BOITEUX et prix de monopole) au niveau du profit de la firme réglementée, du surplus des consommateurs et du bien-être global.

3.3.1. Les plafonds de prix dans un cadre statique

Tableau 3-1 Synthèse des effets des différentes formes de price cap statiques

Price Cap statiques	**Profit** $\Pi(p)$	**Surplus du consommateur** $V(p)$	**Surplus Collectif*** $W(p)=V(p)+\Pi(p)$
Price cap idéal	$\Pi(p_{PCI})=\Pi(p_{RB})$	$V(p_{PCI})=V(p_{RB})$	$W(p_{PCI})=W(p_{RB})$
Plafond par indice pondéré	$\Pi(p_I)\leq\Pi(p_{RB})<\Pi(p_M)$	$V(p_M)<V(p_{RB})\leq V(p_I)$	$W(p_M)<W(p_I),\ \forall\overline{p}$
Plafond de recette moyenne	$\Pi(p_I)\leq\Pi(p_{RM})<\Pi(p_M)$	$V(p_{RM})\leq V(p_I)$ $V(p_{RM})\gtrless V(p_M)$	$\overline{p}\geq\overline{p}'\Rightarrow W(p_{RM})\geq W(p_M)$ $\overline{p}<\overline{p}'\Rightarrow W(p_{RM})<W(p_M)$

* Ces résultats impliquent des demandes linéaires telles que nous les avons définies (cf. §1.4)

Le terme p_I représente le vecteur des prix des biens réglementés appliqués par la firme lorsqu'elle est soumise à un plafond de prix calculé selon un indice pondéré, p_{RM} celui issu d'une d'un plafond de recette moyenne, p_{PCI} correspond au vecteur de prix correspondant à un *price cap* idéal, p_{RB} représente le vecteur de prix relatif à une tarification RAMSEY-BOITEUX, p_M le vecteur des prix de monopole.

Si le régulateur doit renoncer au *price cap* idéal faute d'une connaissance suffisante du surplus du consommateur, il est préférable qu'il opte pour une réglementation par indice pondéré plutôt que pour un plafond de recette moyenne. En effet, quel que soit le prix de référence du régulateur, la réglementation par indice pondéré améliore le bien-être global par rapport à une situation sans réglementation. En revanche, le plafond de recette moyenne peut d'une part impliquer un surplus des consommateurs inférieur à celui résultant d'une tarification de monopole et d'autre part détériorer le bien-être global. En effet, comme nous

l'avons montré, si le coût marginal de fourniture d'un bien est supérieur au plafond moyen global fixé par le régulateur ($\overline{p}$), le prix résultant est supérieur au prix de monopole. Notons X, le sous-ensemble des biens appartenant à M tel que $c^x > \overline{p}$ et Y le sous ensemble de M tel que $c^y \leq \overline{p}$.

Etant donné que $p^x_{RM} > p^x_M$ et $p^y_{RM} \leq p^y_M$, nous avons :

$$V(p^x_{RM}) - V(p^x_M) < 0 \text{ et } V(p^y_{RM}) - V(p^y_M) > 0 .$$

Si $\left|\sum_u \left[V(p^x_{RM}) - V(p^x_M)\right]\right| > \left|\sum_v \left[V(p^y_{RM}) - V(p^y_M)\right]\right|$, alors $V(p_{RM}) < V(p_M)$. Autrement dit, si la somme des écarts de surplus provoqués par le prix des biens dont le coût marginal est supérieur à $\overline{p}$ est supérieur aux écarts générés par le prix des biens dont le coût marginal est inférieur à $\overline{p}$, alors le surplus des consommateurs résultant de l'application d'un plafond de recette moyenne sera inférieur au surplus résultant d'une tarification libre de la firme.

3.3.1.a. Les plafonds de prix dans un cadre dynamique

Tableau 3-2 Synthèse des effets des différentes formes de price cap dynamiques

Price cap dynamiques	**Profit** $\Pi(p)$	**Surplus du consommateur** $V(p)$	**Surplus Collectif*** $W(p) = V(p) + \Pi(p)$
Plafond par indice de Laspeyres	$\Pi(p_L) < \Pi(p_M)$ $\Pi(p_L) = \Pi(p_{RB})$ à l'état stationnaire ($p_t = p_{t-1}$)	$V(p_M) < V(p_L)$ $V(p_L) = V(p_{RB})$ à l'état stationnaire($p_t = p_{t-1}$)	$W(p_M) < W(p_L), \forall \overline{p}$ $W(p_L) = W(p_{RB})$ à l'état stationnaire($p_t = p_{t-1}$)
Plafond de recette moyenne dynamique	$\Pi(p_L) \leq \Pi(p_{RM}) < \Pi(p_M)$	$V(p_{RM}) \leq V(p_L)$ $V(p_{RM}) \gtrless V(p_M)$	$\overline{p} \geq \overline{p}' \Rightarrow W(p_{RM}) \geq W(p_M)$ $\overline{p} < \overline{p}' \Rightarrow W(p_{RM}) < W(p_M)$
Plafond de recette moyenne avec décalage	$\Pi(p_L) < \Pi(p_{RMD}) < \Pi(p_M)$ $\Pi(p_{RMD}) = \Pi(p_{RB})$ à l'état stationnaire ($p_t = p_{t-1}$)	$V(p_M) < V(p_{RMD}) \leq V(p_L)$ $\Pi(V_{RMD}) = \Pi(V_{RB})$ à l'état stationnaire ($p_t = p_{t-1}$)	$W(p_{RMD}) = W(p_L) \Rightarrow$ $W(p_{RMD}) = W(p_{RB})$ à l'état stationnaire($p_t = p_{t-1}$)

* Ces résultats impliquent des demandes linéaires telles que nous les avons définies (cf. §1.4)

L'expression p_L représente le vecteur des prix de la firme lorsqu'elle est soumise à un plafond calculé selon un indice de Laspeyres, p_{RMD} celui des tarifs de la firme plafonnée sur

sa recette moyenne et p_{RMD} les prix résultant d'une réglementation fondée sur les recettes moyennes avec décalage.

Ce tableau nous indique que, du point de vue des consommateurs, c'est la réglementation par indice de Laspeyres qui est préférable. Au contraire, pour la firme réglementée, le plafond de recette moyenne est le meilleur des contrôles. Le plafond de recette moyenne avec décalage conduit à un bien-être global équivalent à celui généré par un contrôle par indice de Laspeyres mais elle est préférable pour la firme dans la mesure où son profit peut être provisoirement supérieur à celui d'une réglementation par indice de Laspeyres. A l'opposé, les consommateurs seront pénalisés par la réglementation RMD dans la mesure où les prix peuvent s'accroître d'une année sur l'autre, phénomène impossible dans une situation où les tarifs de la firme sont réglementés par L.

Comme nous le rappelions en introduction de ce chapitre, la réglementation par plafond de prix permet d'atteindre l'efficacité productive de la firme. La mesure dans laquelle l'efficacité allocative est remise en question par ce mode de réglementation dépend de la méthode retenue par le régulateur. Comme nous l'indiquent les tableaux ci-dessus, les plafonds fondés sur des indices peuvent entraîner une tarification conforme à l'optimum de second rang. En revanche, les plafonds définis sur la base de la recette moyenne de la firme peuvent, dans certaines circonstances, dégrader le surplus du consommateur par rapport à une situation où la firme n'est pas réglementée. Dans tous les cas, il apparaît que les tarifs mis en place par la firme sous la contrainte d'un plafond de recette moyenne sont supérieurs à ceux résultants de l'application d'un indice. Même si le bien-être collectif peut être équivalent dans le cas d'un plafond par indice à celui d'un plafond par recette moyenne, ce dernier implique une efficacité allocative moindre par rapport à un plafond calculé sur un indice.

Avant d'évaluer la formule proposée par Ofgem pour les tarifs de transport gazier en Grande-Bretagne, la quatrième section va nous permettre de mettre en lumière les éléments qui rapprochent la réglementation par le coût du service et celle par plafond de prix. En effet, nous avons pu apprécier jusqu'à présent les différences entre ces deux types de contrôle, différences existant tant au niveau de l'objectif sous-jacent que de la mise en oeuvre concrète. Cependant, comme nous allons le montrer dans cette brève section, l'opposition n'est pas aussi tranchée que les développements précédents peuvent le laisser penser.

Section 4 La frontière entre le coût du service et le plafond de prix

L'objet de cette section est de montrer le continuum qui existe entre la réglementation par le coût du service et la réglementation par price cap. Il s'agît de souligner les facteurs de convergence qui rapprochent ces deux modes de contrôle. Deux facteurs principaux rapprochent à nos yeux ces méthodes de contrôle tarifaire ; il s'agît d'une part de la durée de la période de contrôle (*regulatory lags*) et d'autre part du mode de prise en compte des coûts.

4.1. La durée de la période régulatoire

La différence principale entre ces deux méthodes tient à la fréquence des réajustements des prix par rapport aux coûts. Si, dans le cadre d'une réglementation par *cost plus*, la période de contrôle s'étend au-delà d'une année, la firme est incitée à réaliser des gains de productivité pour que ses coûts soient inférieurs aux prix fixés en début de période (LAFFONT et TIROLE [1993]). Symétriquement, dans le cadre d'une réglementation *price cap*, si les révisions réglementaires étaient très fréquentes, la firme aurait tendance à ne pas chercher des profits trop importants (donc à ne pas faire trop d'effort pour baisser les coûts) pour que la tutelle n'intègre pas ce gain d'efficience dans les ajustements de « cap » et qu'elle ne soit pas tentée de diminuer le plafond des prix. Il apparaît donc que la distinction classique qui est faite entre les deux formes réglementaires n'est pas aussi tranchée et dépend fortement de la durée des périodes de contrôle mises en place.

4.2. La prise en compte des coûts

La répercussion directe de certains coûts dans la formule tarifaire établissant le plafond de prix que la firme doit respecter introduit un lien entre les prix et les coûts, lien qui normalement est rompu lorsque le régulateur applique un *price cap* pur. Comme nous l'avons noté au paragraphe 2.3 du chapitre 2, le plafond de prix auquel est sont soumis les tarifs de transport de Transco comportent des coûts répercutés directement (l'élément F_t). Sur la base d'un modèle de MILGROM et ROBERTS [1992, p.213] qui montre comment la répartition des risques entre deux agents dépend de l'aversion au risque de chacun d'eux, ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.39] mettent en évidence le lien existant entre le degré de répercussion des coûts dans les tarifs réglementés et l'aversion au risque de la firme.

4.2.1. Hypothèses

Le coût marginal de la firme est observable par le régulateur mais la firme est capable de les réduire, son effort de réduction étant, lui, inobservable par la tutelle. Le coût moyen s'écrit donc ainsi :

$$c = \theta - e \tag{3.64}$$

où θ est l'information privée de la firme, e l'effort de la firme et c le coût observable par le régulateur. L'effort de réduction entraîne un coût pour la firme $\phi(e)$ où ϕ est une fonction strictement croissante et convexe ($\phi'(e) > 0$ et $\phi''(e) > 0$).

4.2.2. Price cap contre cost plus

Dans le cadre d'un *price cap*, le régulateur souhaite fixer un prix plafond $p(c) \equiv \overline{p}$. L'objectif du régulateur est de fixer ce plafond le plus prêt possible du coût observé (c). Le régulateur ne connaît pas le paramètre θ, mais il sait qu'il se situe dans un intervalle $\left[\underline{\theta}, \overline{\theta}\right]$. Pour être sûr de ne pas entraîner de perte pour la firme, le plafond décidé par le régulateur doit vérifier la condition suivante :

$$\overline{p} - (\theta - e) - \phi(e) \geq 0 \tag{3.65}$$

Si $\theta < \overline{\theta}$, la firme réalise des profits positifs. Elle récoltera donc une rente liée à son information privée. L'efficacité allocative ne sera pas atteinte, puisque les prix différeront des coûts. En revanche, la firme choisira le niveau d'effort optimal pour minimiser ses coûts ($(\theta - e) + \phi(e)$) ce qui permet d'atteindre l'efficacité productive.

Dans le cadre d'une réglementation par le coût du service, le régulateur fixera le prix de la firme de telle sorte qu'il « colle » au coût. Autrement dit, $p(c) = c$ et dès lors $e = 0$. L'efficacité allocative est respectée dans la mesure où le prix acquitté par le consommateur est égal au coût supporté par la firme. Le régulateur s'éloigne de l'efficacité productive puisque l'effort de la firme pour minimiser ses coûts est dès lors nul.

L'ensemble des règles de tarification intermédiaires entre ces deux cas polaires que peut appliquer le régulateur seront décrites par la relation suivante :

$$p(c) = \overline{p} + (1 - v)c \tag{3.66}$$

où $0 \leq v \leq 1$ est un paramètre qui définit la sensibilité du prix réglementé au coût. Le paramètre v représente le degré de coût que le régulateur souhaite répercuter dans les tarifs, c'est-à-dire le niveau de *cost passthrough*.

4.2.3. Le rôle de l'aversion au risque

C'est à ce niveau qu'intervient le modèle de MILGROM et ROBERTS permettant de définir la valeur v optimale par rapport à l'aversion au risque. ARMSTRONG, COWAN et VICKERS supposent une demande inélastique égale à l'unité. La fonction du coût de l'effort est définie par $\phi(e) = e^2/2$. La firme détermine son effort avant que le paramètre v ne soit connu. Elle est supposée adverse au risque qu'elle supporte au niveau de son profit. En conséquence, l'utilité de la firme est définie à l'aide d'un modèle moyenne-variance tel que :

$$u(\pi) = E[\pi] - \frac{a}{2}\mathrm{var}[\pi] \tag{3.67}$$

$E[\pi]$ représente l'espérance mathématique du profit, $\mathrm{var}[\pi]$ sa variance et a le degré d'aversion au risque de la firme. Le profit (compte tenu de la demande unitaire) de la firme s'écrit :

$$\begin{aligned} \pi &= p(c) - c - \phi(e) \\ \pi &= \overline{p} - v(\theta - e) - \frac{e^2}{2} \end{aligned} \tag{3.68}$$

L'utilité de ce profit est donc :

$$u(\pi) = \overline{p} - v(m - e) - \frac{e^2}{2} - \frac{av\sigma^2}{2} \tag{3.69}$$

où $m = E[\theta]$ et $\sigma^2 = \mathrm{var}[\theta]$. La valeur de l'effort qui maximise l'utilité du profit de la firme est : $e^* = v$. Compte tenu de ce résultat, le régulateur va chercher en fixant le prix de référence ($\overline{p}$) et la portion des coûts répercutés dans le tarif (v) à minimiser l'espérance du la dépense totale ($\overline{P} - (1 - v)(\mu - v)$) sous une contrainte de participation de la firme. En effet, pour rester sur le marché, la firme doit récupérer un profit minimum (π_0). Son profit doit donc vérifier la condition suivante :

$$\overline{p} - v(m - v) - \frac{(1 + a\sigma^2)v^2}{2} \geq \pi_0 \tag{3.70}$$

Le programme d'optimisation du régulateur peut donc se représenter par le lagrangien suivant :

$$\psi(\overline{p}, m, \lambda) = \overline{p} + (1-v)(m-v) + \lambda\left[\overline{p} - v(m-v) - \frac{(1+a\sigma^2)v^2}{2} - \pi_0\right] \tag{3.71}$$

Les conditions premières de ce lagrangien donnent :

$$\overline{p} = \pi_0 + \frac{m}{(1+a\sigma^2)} - \frac{1}{2}\frac{(1-a\sigma^2)}{(1+a\sigma^2)^2} \tag{3.72}$$

$$v = \frac{1}{1+a\sigma^2} \tag{3.73}$$

Tandis que le prix de référence $\overline{p}$ dépend du profit de réservation (π_0), la portion optimale de coûts répercutés dans le prix (v) ne dépend que du degré d'aversion au risque de la firme et de l'incertitude entourant θ. Dès lors, un *price cap* « pur » ne se justifie que si la firme est neutre au risque ($a = 0$) ou s'il n'y a aucune incertitude sur le coût intrinsèque de la firme ($\sigma = 0$).

ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1993, p.42] proposent de comparer ce résultat à l'optimum de premier rang qui apparaîtrait si le régulateur avait la possibilité de décider de l'effort de la firme. Dans ce cas, il minimiserait la dépense totale sous la contrainte de profit de la firme, ses instruments étant cette fois le niveau d'effort de la firme et le prix de référence. Etant donné qu'il détermine l'effort optimale de la firme, le régulateur autorise une répercussion totale des coûts dans les tarifs ($v = 1$). Le lagrangien de cette maximisation est :

$$\psi(\overline{p}, e, \lambda) = \overline{p} + (m-e) + \lambda\left[\overline{p} - \frac{e^2}{2} - \pi_0\right] \tag{3.74}$$

Une des conditions premières nous indique que l'effort optimal du point de vue du régulateur est $e^* = 1$. Le prix de référence est fixé de façon à garantir à la firme un profit minimum π_0. Dans cette situation idéale, la firme est couverte contre toute incertitude concernant ses coûts. Dans le cas où l'effort n'est pas contrôlable par le régulateur et qu'il est défini par $e = v$, la firme subit une part du risque qui pèse sur le montant de ces coûts ($v < 1$) et l'effort qu'elle fournit pour minimiser ces derniers est insuffisant ($e = v < 1$) par rapport à l'optimum de premier rang. La cause de cette inefficacité est la dualité de l'objectif assigné au prix. Il doit d'une part inciter la firme à l'effort maximum et d'autre part, il constitue une assurance pour la firme contre les incertitudes pesant sur ses coûts. Ces deux objectifs sont

antagonistes ; accroître l'effort de la firme implique une réduction de l'assurance. Le compromis qui réalise un optimum de second rang est donc donné par la relation (3.66).

4.3. Conclusions

L'intérêt de ce modèle est triple : premièrement, il établit une liaison entre réglementation de type *cost plus* et réglementation de type *price cap* ; deuxièmement, il souligne l'importance de l'aversion au risque de la firme dans la part des coûts qui doivent être répercutés ; troisièmement, il montre que la réglementation tarifaire ne peut poursuivre simultanément les deux objectifs antagonistes que sont la protection de la firme contre un déficit occasionné par une dérive de ses coûts au-delà du plafond de prix et l'incitation à la minimisation de ces derniers. Le régulateur doit donc choisir lequel de ces deux objectifs est prioritaire et sélectionner son mode contrôle tarifaire en conséquence. Ainsi, s'il apparaît que durée de la période de contrôle et le montant des coûts directement répercutés dans le plafond sont de nature à faire converger un plafond de prix vers un contrôle de type *cost plus*, ces deux types de réglementations restent néanmoins opposés, notamment par rapport aux objectifs que le régulateur leur assigne. La réglementation par le coût du service correspond à la volonté du régulateur de garantir l'équilibre budgétaire de la firme réglementée tandis que la réglementation par plafond de prix traduit la volonté du régulateur d'inciter la firme à minimiser ses coûts.

Section 5 La formule hybride appliquée au transport gazier britannique

Comme nous l'avons vu au chapitre 2 consacré la déréglementation gazière en Grande-Bretagne, l'Ofgem a imposé une nouvelle formule de *price cap* à Transco. Cette formule concerne les deux types de services que propose Transco, le transport de capacités moyennes (pour le compte d'affréteurs dont les clients sont des particuliers ou des entreprises commerciales) et le transport de grosse capacité (pour le compte d'électriciens et d'industriels). La formule de contrôle telle que décrite par la relation (2.9) (cf. Chapitre 2, Section 2, §2.3.1) incorpore un plafond de recette totale[131]. Le plafond de recette totale consiste pour le régulateur à limiter les recettes attendues du monopole. Il s'agit en fait d'une réglementation similaire à la réglementation par le coût du service puisque le régulateur définit, pour une année t, un montant de recettes autorisées que le transporteur ne doit pas dépasser compte tenu des volumes attendus pour cette année. La principale différence avec la réglementation par le taux de rendement réside dans le fait que dans le cadre d'un plafond de recette totale, la recette autorisée de chaque année est définie par le régulateur au début de la période de contrôle qui dure 5 ans dans le cas du gaz. Comme nous avons eu l'occasion de l'évoquer au cours du chapitre 2, les estimations des recettes autorisées basées sur les coûts attendus de la firme sont au cœur du débat qui oppose le monopole à son régulateur. En incorporant un plafond de recette totale, le régulateur espère limiter en partie les recettes que le monopole aurait pu obtenir dans le cadre d'un plafond RPI-X classique et ainsi faire bénéficier les consommateurs de tarifs de transport moins élevés.

Comme nous l'avons montré au cours du paragraphe 3.1.3.c consacré aux inconvénients d'un plafond calculé sur la base de la recette moyenne, la réglementation peut amener la firme à tarifer certains biens au-dessus de leur coût marginal. Ofgem a justifié son choix pour une formule hybride par son souci de protéger les consommateurs des effets pervers de la formule RPI-X qui est un mode particulier de plafonnement de la recette moyenne. Nous considérons donc ici que le paramètre β (fixé à ½ pour la période 1997-2002) qui répartit la part allouée au RPI-X dans la formule de contrôle (l'autre part, $1-\beta$, étant définie par un plafond de recette totale) est un moyen pour le régulateur d'accroître le surplus du consommateur.

[131] A ne pas confondre avec le plafond de recette moyenne évoqué au paragraphe 3.1.3).

L'objet de cette section est d'évaluer la pertinence de la formule hybride retenue par Ofgem, notamment par rapport à l'hypothèse de myopie de la firme. En nous fondant sur le modèle retenu jusqu'alors pour comparer les différents types de contrôles applicables à une firme fournissant d'une part un panier de biens réglementés nous considérons dans un premier temps que cette firme est myope (§5.1) puis nous levons cette hypothèse de myopie (§5.2). Nous montrons ainsi comment, si la firme anticipe les conséquences de ses choix en t sur le contrôle tarifaire qu'elle subira en t+1, l'impact de la réglementation varie.

5.1. Evaluation de la formule hybride dans un contexte où la firme est myope

5.1.1.a. Définition

La formule choisie par Ofgem pour fixer le plafond de prix applicable aux tarifs de transport sur le réseau de Transco est un hybride entre le *price cap* de type RPI-X (cf. §3.2.5) et un plafond de recette totale. Le plafond décrit par les relations (2.9) et (2.11) du chapitre 2 concernait les deux services proposés par Transco. Ces relations peuvent se généraliser à une firme offrant un ensemble de M services réglementés distincts. Afin de simplifier les calculs nous supposerons que le régulateur applique un plafond global. Les prix devront vérifier la condition suivante :

$$\left\{ p / \sum_k p_t^k z_t^k \leq \beta \overline{p}_t \sum_k z_t^k + (1-\beta) \overline{p}_t \sum_k z_{t-1}^k \right\} \tag{3.75}$$

où β représente la part du mécanisme RPI-X dans la formule, et $\overline{p}_t = (1+w)\overline{p}_{t-1}$, $w = RPI - X$.

La partie $\beta \overline{p}_t \sum_k z_t^k$ de la relation (3.75) est à comparer avec la relation (3.63). La partie $(1-\beta)\overline{p}_t \sum_k z_{t-1}^k$ correspond à un plafond de recette totale qui est mode de réglementation que nous n'avons pas encore évalué.

Si $\beta = 0$, les prix du monopole sont contraints par un plafond de recette totale, autrement dit les recettes du monopole en t ne doivent pas excéder les recettes attendues de l'année précédente augmentées du taux RPI-X ($\overline{p}_t \sum_k z_{t-1}^k = (1+w)\overline{p}_{t-1} \sum_k z_{t-1}^k$). Si $\beta = 1$, les tarifs de la firme réglementée sont réglementés par un plafond de recette moyenne de type RPI-X.

Comme nous l'avons mentionné lors de la section 2 du chapitre 2 (§2.3.1), la formule de plafond incorpore un mécanisme de correction (K_t) destiné à prendre en compte les écarts entre les recettes attendues ($\overline{p}_t \sum_k z_t^k$) et les recettes réelles ($\sum_k p_t^k z_t^k$). L'introduction de ce mécanisme de correction dans (3.75) nous donne :

$$\left\{ p / \sum_k p_t^k z_t^k \leq \beta \overline{p}_t \sum_k z_t^k + (1-\beta) \overline{p}_t \sum_k z_{t-1}^k - \frac{1}{\rho} \left[\sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k - \overline{p}_{t-1} \sum_k \left(\beta z_{t-1}^k + (1-\beta) z_{t-2}^k \right) \right] \right\} \quad (3.76)$$

où ρ représente le facteur d'actualisation tel que $\rho = 1/(1+r)$, r étant le taux d'actualisation de la firme. Evidemment, ce mécanisme de correction ne joue un rôle que lorsque la firme n'est pas myope.

Afin d'évaluer les conséquences de cette formule sur la structure tarifaire, nous allons considérer dans un premier temps une firme réglementée myope qui maximise son profit à la date t sous la contrainte d'un *price cap* hybride. Le lagrangien de cette maximisation s'écrit :

$$\begin{aligned} \Psi = & \sum_{i=1}^{n} p_t^i z_t^i - C(z_t) + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x_t^i(p_t) - y_t^i(p_t) - z_t^i \right] \\ & + \gamma \left[\beta \overline{p}_t \sum_k z_t^k + (1-\beta) \overline{p}_t \sum_k z_{t-1}^k - \sum_k p_t^k z_t^k \right] \end{aligned} \quad (3.77)$$

Les dérivées du lagrangien en fonction des prix et des quantités donnent les relations suivantes :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p_t^k} = z_t^k + \sum_{i=1}^{n} \lambda_t^k \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k} - \gamma z_t^k = 0, \ k \in M$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z_t^u} = p_t^u - c_t^u - \lambda_t^u + \gamma \left[\beta \overline{p}_t - p_t^u \right], \ u \in M$$

$$\frac{\partial \psi}{\partial z_t^j} = p_t^j - c_t^j - \lambda_t^j, \ j \in J$$

$$(1-\gamma) z^k = -\sum_j \left[p^j - c^j \right] \frac{\partial \hat{z}_t^j}{\partial p_t^k} - \sum_u \left[p_t^u - c_t^u + \gamma \left(\beta \overline{p}_t - p_t^u \right) \right] \frac{\partial \hat{z}_t^u}{\partial p_t^k} \quad (3.78)$$

Comme nous l'avons fait au paragraphe 3.2.2.d, nous pouvons réécrire cette relation de façon à faire apparaître le coût marginal tel qu'il apparaît à la firme lorsqu'elle est soumise à ce type de réglementation.

$$\boxed{(1-\gamma)z^k = -\sum_j \left[p^j - c^j\right]\frac{\partial \hat{z}^j}{\partial p^k} - (1-\gamma)\sum_u \left[p_t^u - \hat{c}_t^u\right]\frac{\partial \hat{z}^u}{\partial p^k}} \tag{3.79}$$

avec $\hat{c}_t^u = c_t^u \dfrac{1-\gamma\beta\overline{p}_t / c_t^u}{1-\gamma}$

Les tarifs régis par l'égalité (3.78) seront compatibles avec un optimum de second rang (c'est-à-dire comparables avec les tarifs définis par (3.12)) si $\sum_u \left(\beta\overline{p}_t - p_t^u\right)\frac{\partial \hat{z}_t^u}{\partial p_t^k} = 0$. Cette égalité est vérifiée notamment lorsque $p_t^u = \beta\overline{p}_t$, pour tout $u \in M$.

5.1.1.b. <u>=0 : plafond de recette totale .</u>

Lorsque $\beta = 0$, la relation (3.78) devient :

$$(1-\gamma)z^k = -\sum_j \left[p_t^j - c_t^j\right]\frac{\partial \hat{z}_t^j}{\partial p_t^k} - \sum_u \left[(1-\gamma)p_t^u - c_t^u\right]\frac{\partial \hat{z}_t^u}{\partial p_t^k} \tag{3.80}$$

ce qui se réécrit :

$$(1-\gamma)z^k = -\sum_j \left[p_t^j - c_t^j\right]\frac{\partial \hat{z}_t^j}{\partial p_t^k} - (1-\gamma)\sum_u \left[p_t^u - \hat{c}_t^u\right]\frac{\partial \hat{z}_t^u}{\partial p_t^k}$$

avec $\hat{c}_t^u = c_t^u / (1-\gamma)$.

Dans ce cadre réglementaire, la firme est soumise à un plafond sur ses recettes totales et $\hat{c}_t^u = c_t^u / (1-\gamma)$. L'écart entre le coût marginal réel (c_t^u) et le coût marginal considéré par la firme réglementée ($\hat{c}_t^u$) dépend du paramètre γ. Le coût marginal tel qu'il est perçu par la firme soumise à un plafond de recette totale ($\hat{c}_t^u$) est nécessairement plus élevé que le coût marginal réel (c_t^u) dans la mesure où $0 \le \gamma < 1$. Si $\gamma = 0$, c'est à dire si la contrainte n'est pas saturée, le coût retenu par la firme dans sa règle de tarification sera égal au coût marginal ($\hat{c}_t^u = c_t^u$) et la firme pratiquera des prix de monopole (cf.(3.6)). Si au contraire la contrainte est saturée et que γ tend vers 1, le coût supporté par la firme sera nettement supérieur au coût marginal réel. Il apparaît donc que la réglementation d'un monopole par le plafonnement de ses recettes totales n'est pas souhaitable lorsque la firme est myope. Nous montrerons dans ce qui suit que le plafond de recettes moyennes peut s'avérer souhaitable lorsque la firme intègre les conséquences de ses choix en t sur la contrainte de recette totale en t+1.

5.1.1.c. Comparaison de bien-être collectif

Compte tenu des spécifications du paragraphe 1.4, la relation (3.80) devient $p_H^k = 1/2\left(b^k + \hat{c}^k\right)$, avec $\hat{c}_t^u = c_t^u \dfrac{1-\gamma\beta\overline{p}_t/c_t^u}{1-\gamma}$.

En appliquant l'égalité (3.13), nous obtenons :

$$\Delta W = W(p_H) - W(p_M) = \frac{1}{4}\sum_k \frac{\gamma}{(1-\gamma)^2}\left(\beta\overline{p}_t - c_t^k\right)\left[2b^k(1-\gamma) - c_t^k(2-3\gamma) - \gamma\beta\overline{p}_t\right] \quad (3.81)$$

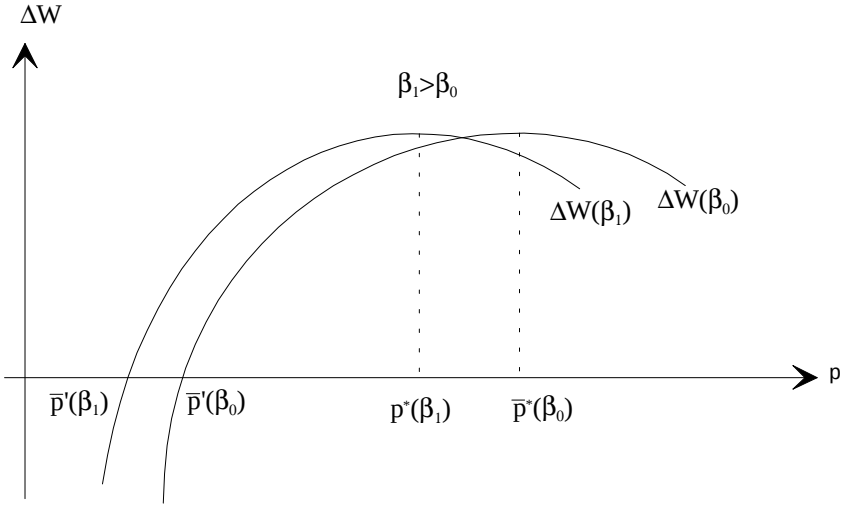
où p_H représente le vecteur des prix pratiqués par la firme myope soumis à un price cap hybride. ΔW est une fonction concave par rapport à $\overline{p}$. Elle admet donc un maximum pour $\overline{p}^*$ et s'annule pour deux valeurs $\overline{p}'$ et $\overline{p}''$. La valeur $\overline{p}^*$ qui annule $\partial\Delta W/\partial\overline{p}$ est telle que :

$$\overline{p}^* = \frac{1}{\beta}\frac{1}{m}\left[\sum_k c_t^k + \frac{1-\gamma}{\gamma}\sum_k\left(b^k - c_t^k\right)\right] \quad (3.82)$$

où m est le nombre de biens réglementés fournis par la firme.

En comparant la relation (3.82) avec le plafond de recette moyenne optimal (3.56), il apparaît le plafond qui maximise l'accroissement de bien-être par rapport à l'absence de réglementation est une fonction décroissante de β. Ce résultat confirme la conclusion du paragraphe précédent ; dans un contexte où la firme est myope, le régulateur a intérêt à fixer $\beta = 1$, c'est-à-dire opter pour un *price cap* de type RPI-X. En effet, lorsque $\beta = 1$, le risque de voir le plafond référence ($\overline{p}_t$) suffisamment bas pour que le surplus collectif soit inférieur à ce qu'il serait en l'absence de tout contrôle tarifaire est moindre par rapport à une situation où $\beta < 1$. Comme l'illustre la Figure 3-7 ci-dessous, lorsque β augmente, la courbe décrivant l'écart de bien-être (ΔW) en fonction du plafond de référence se déplace vers l'axe des ordonnées. Plus β s'approche de 1, plus la probabilité de fixer un *price cap* ($\overline{p}_t$) dégradant le surplus est faible.

Figure 3-7 Impact de β sur les écarts de surplus collectifs



5.2. La proportion β optimale lorsque la firme n'est pas myope

La détermination de la proportion β optimale peut se concevoir dans un jeu à deux étapes au cours duquel le régulateur fixe β puis le monopole détermine son prix. Dans le cadre d'une information parfaite, le régulateur anticipe le mode de calcul des tarifs de la firme et le jeu doit donc se résoudre à rebours. C'est pourquoi nous calculerons dans un premier temps la structure des tarifs consécutifs à l'application de la contrainte réglementaire (3.76) avant de préciser les règles qui doivent présider au choix de β par le régulateur.

5.2.1. Calcul de la structure tarifaire

Afin de déterminer la proportion β optimale, nous allons considérer une firme maximisant la séquence de ses profits sur l'ensemble de la période de contrôle. Etant donnée la contrainte imposée par le régulateur dans le cadre d'un *price cap* hybride (3.75), les choix tarifaires effectués en t ont des conséquences sur la contrainte en t+1 puisque la formule de contrôle incorpore un plafond de recettes calculé sur la base des recettes enregistrées l'année précédente.

Etant donné que la formule de contrôle (3.75) établit un lien entre les recettes enregistrées en t+1 et celles de l'année précédente (t), l'optimisation du profit de la firme réglementé consciente de la répercussion de ses choix tarifaire effectués en t sur l'année t+1 doit donc prendre en compte le profit réalisé en t et le profit actualisé réalisé en t+1. Le programme d'optimisation de la firme s'écrit :

$$\varphi_t(p_t, p_{t-1}) = \psi_t(p_t, p_{t-1}) + \rho\Psi_{t+1}(p_{t+1}, p_t) + \rho^2\Psi_{t+2}(p_{t+2}, p_{t+1}) \tag{3.83}$$

avec :

$$\Psi_t = \sum_{i=1}^{n} p_t^i z_t^i - C(z_t) + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x^i(p_t) - y^i(p_t) - z_t^i \right]$$
$$+\gamma_t \left[\phi_t - \sum_k p_t^k z_t^k - \frac{1}{\rho}\left(\sum_k p_{t-1}^k z_{t-1}^k - \phi_{t-1} \right) \right]$$

$$\psi_{t+1} = \sum_{i=1}^{n} p_{t+1}^i z_{t+1}^i - C(z_{t+1}) + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x^i(p_{t+1}) - y^i(p_{t+1}) - z_{t+1}^i \right]$$
$$+\gamma_{t+1} \left[\phi_{t+1} - \sum_k p_{t+1}^k z_{t+1}^k - \frac{1}{\rho}\left(\sum_k p_t^k z_t^k - \phi_t \right) \right]$$

$$\psi_{t+2} = \sum_{i=1}^{n} p_{t+2}^i z_{t+2}^i - C(z_{t+2}) + \sum_{i=1}^{n} \lambda^i \left[x^i(p_{t+2}) - y^i(p_{t+2}) - z_{t+2}^i \right]$$
$$+\gamma_{t+2} \left[\phi_{t+2} - \sum_k p_{t+2}^k z_{t+2}^k - \frac{1}{\rho}\left(\sum_k p_{t+1}^k z_{t+1}^k - \phi_{t+1} \right) \right]$$

où : $$\phi_t(\overline{p}_t^k, z_t^k, z_{t-1}^k) = \beta \sum_k \overline{p}_t^k z_t^k + (1-\beta) \sum_k \overline{p}_t^k z_{t-1}^k$$

$$\phi_{t-1}(\overline{p}_{t-1}^k, z_{t-1}^k, z_{t-2}^k) = \beta \sum_k \overline{p}_{t-1}^k z_{t-1}^k + (1-\beta) \sum_k \overline{p}_{t-1}^k z_{t-2}^k$$

$$\phi_{t+1}(\overline{p}_{t+1}^k, z_{t+1}^k, z_t^k) = \beta \sum_k \overline{p}_{t+1}^k z_{t+1}^k + (1-\beta) \sum_k \overline{p}_{t+1}^k z_t^k$$

$$\phi_{t+2}(\overline{p}_{t+2}^k, z_{t+2}^k, z_{t+1}^k) = \beta \sum_k \overline{p}_{t+2}^k z_{t+2}^k + (1-\beta) \sum_k \overline{p}_{t+2}^k z_{t+1}^k$$

La maximisation de la firme non myope implique que cette dernière prennent en compte ses fonctions de valeurs de la date t+1 à la date t+2. En effet, la contrainte de *price cap* hybride avec facteur de correction tel que nous l'avons défini par la relation (3.76) implique des liaisons temporelles entre d'une part les tarifs décidés en t et d'autre part les profits et la contrainte du régulateur en t+1 et t+2. Les conditions de premier ordre de cette maximisation nous donnent :

$$\frac{\partial \varphi_t}{\partial p_t^k} = \frac{\partial \psi_t}{\partial p_t^k} + \rho \frac{\partial \psi_{t+1}}{\partial p_t^k} + \rho^2 \frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial p_{t+2}^k} = 0,\ k \in M$$

$$\frac{\partial \varphi_t}{\partial z_t^u} = \frac{\partial \psi_t}{\partial z_t^u} + \rho \frac{\partial \psi_{t+1}}{\partial z_t^u} + \rho^2 \frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial z_t^u} = 0,\ u \in M$$

$$\frac{\partial \varphi_t}{\partial z_t^j} = \frac{\partial \psi_t}{\partial z_t^j} + \rho \frac{\partial \psi_{t+1}}{\partial z_t^j} + \rho^2 \frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial z_t^j} = 0,\ j \in J$$

$$\frac{\partial \psi_t}{\partial p_t^k} = z_t^k + \sum_i \lambda_t^i \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k} + \gamma_t \left[\frac{\partial \phi_t}{\partial p_t^k} - z_t^k + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \phi_{t-1}}{\partial p_t^k} \right]$$

$$\frac{\partial \phi_t}{\partial p_t^k} = 0\,,\ \frac{\partial \phi_{t-1}}{\partial p_t^k} = 0\,,\ \frac{\partial \psi_t}{\partial p_t^k} = (1-\gamma) z_t^k + \sum_i \lambda^i \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k}$$

$$\frac{\partial \psi_{t+1}}{\partial p_t^k} = \gamma_{t+1} \left[\frac{\partial \phi_{t+1}}{\partial p_t^k} - \frac{1}{\rho} z_t^k + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \phi_t}{\partial p_t^k} \right]$$

$$\frac{\partial \phi_{t+1}}{\partial p_t^k} = 0\,,\ \frac{\partial \psi_{t+1}}{\partial p_t^k} = -\frac{\gamma_{t+1}}{\rho} z_t^k$$

$$\frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial p_t^k} = \gamma_{t+2} \left[\frac{\partial \phi_{t+2}}{\partial p_t^k} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \phi_{t+1}}{\partial p_t^k} \right]$$

$$\frac{\partial \phi_{t+2}}{\partial p_t^k} = 0\,, \qquad \frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial p_t^k} = 0$$

$$\frac{\partial \varphi_t}{\partial p_t^k} = (1-\gamma_t-\gamma_{t+1}) z_t^k + \sum_i \lambda^i \frac{\partial \hat{z}_t^i}{\partial p_t^k} \tag{3.84}$$

$$\frac{\partial \psi_t}{\partial z_t^u} = p_t^u - c_t^u - \lambda_t^u + \gamma_t \left[\frac{\partial \phi_t}{\partial z_t^u} - p_t^u + \frac{\partial \phi_{t-1}}{\partial z_t^u} \right]$$

$$\frac{\partial \phi_t}{\partial z_t^u} = \beta \overline{p}_t^u\,,\ \frac{\partial \phi_{t-1}}{\partial z_t^u} = 0\,, \qquad \frac{\partial \psi_t}{\partial z_t^u} = p_t^u - c_t^u - \lambda_t^u + \gamma_t \left[\beta \overline{p}_t^u - p_t^u \right]$$

$$\frac{\partial \Psi_{t+1}}{\partial z_t^u} = \gamma_{t+1} \left[\frac{\partial \phi_{t+1}}{\partial z_t^u} - \frac{1}{\rho} p_t^u + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \phi_t}{\partial z_t^u} \right]$$

$$\frac{\partial \phi_{t+1}}{\partial z_t^u} = (1-\beta) \overline{p}_{t+1}^u\,, \qquad \frac{\partial \Psi_{t+1}}{\partial z_t^u} = \gamma_{t+1} \left[(1-\beta) \overline{p}_{t+1}^u - \frac{1}{\rho} p_t^u + \frac{1}{\rho} \beta \overline{p}_t^u \right]$$

$$\frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial z_t^u} = \gamma_{t+2} \left[\frac{\partial \phi_{t+2}}{\partial z_t^u} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \phi_{t+1}}{\partial z_t^u} \right]$$

$$\frac{\partial \phi_{t+2}}{\partial z_t^u} = 0, \qquad \frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial z_t^u} = \frac{\gamma_{t+2}}{\rho}(1-\beta)\overline{p}_{t+1}^u$$

$$\frac{\partial \varphi_t}{\partial z_t^u} = p_t^u - c_t^u - \lambda_t^u + (\gamma_t + \gamma_{t+1})\left[\beta \overline{p}_t^u - p_t^u\right] + \rho(\gamma_{t+1} + \gamma_{t+2})(1-\beta)\overline{p}_{t+1}^u \tag{3.85}$$

si on note $w = RPI - X$, on sait que le plafond $\overline{p}_{t+1}^u = (1+w)\overline{p}_t^u$, ce qui permet de réécrire (3.85) :

$$\frac{\partial \varphi_t}{\partial z_t^u} = (1-\gamma_t - \gamma_{t+1})p_t^u - c_t^u - \lambda_t^u + (\gamma_{t+1} + \gamma_{t+2})\overline{p}_t^u\left[\beta + \rho(1-\beta)(1+w)\right] \tag{3.86}$$

De plus, les recettes issues de la vente des biens pour lesquels la firme est en concurrence ne sont pas concernées par la réglementation, ce qui implique $\frac{\partial \psi_{t+1}}{\partial z_t^j} = 0, \frac{\partial \psi_{t+2}}{\partial z_t^j} = 0$ et donc :

$$\frac{\partial \varphi_t}{\partial z_t^j} = \frac{\partial \psi_t}{\partial z_t^j} = p_t^j - c_t^j - \lambda_t^j \tag{3.87}$$

Au final, la structure tarifaire s'obtient en combinant (3.87) et (3.86) avec (3.84).

$$\begin{aligned}(1-\gamma_t - \gamma_{t+1})z_t^k = &-\sum_u \left[p_t^j - c_t^j\right]\frac{\partial \hat{z}_t^j}{\partial p_t^k} \\ &-\sum_u \left[(1-\gamma_t - \gamma_{t+1})p_t^u - c_t^u + (\gamma_{t+1} + \gamma_{t+2})\left[\beta + \rho(1-\beta)(1+w)\right]\overline{p}_t^u\right]\frac{\partial \hat{z}_t^u}{\partial p_t^k}\end{aligned} \tag{3.88}$$

Si on admet que la valeur duale de la contrainte est constante au cours du temps ($\gamma_t = \gamma_{t+1} = \gamma_{t+2}$), la relation (3.88) s'écrit :

$$\boxed{(1-2\gamma)z_t^k = -\sum_u \left[p_t^j - c_t^j\right]\frac{\partial \hat{z}_t^j}{\partial p_t^k} - \sum_u \left\{p_t^u - c_t^u + 2\gamma\left[\left(\beta + \rho(1-\beta)(1+w)\right)\overline{p}_t^u - p_t^u\right]\right\}\frac{\partial \hat{z}_t^u}{\partial p_t^k}} \tag{3.89}$$

5.2.2. Détermination de la proportion β optimale

Nous considérons ici que l'objectif du régulateur dans sa détermination de β est d'éviter que certains biens ne soient tarifés au dessus de leur prix de monopole.

5.2.2.a. Définition du coût ressenti par la firme réglementée

Si, d'une part, comme nous l'avons fait précédemment, nous considérons les demandes en biens non réglementés indépendantes des prix des biens réglementés

($\partial\hat{z}_t^j / \partial p_t^k = 0$), et si d'autre part nous admettons que le prix fictif de la contrainte est constant au cours du temps ($\gamma_t = \gamma_{t+1} = \gamma_{t+2} = \gamma$), la relation (3.88) peut se réécrire :

$$\boxed{z_t^k = -\sum_j \left[p_t^j - c_t^j\right] \frac{\partial \hat{z}_t^j}{\partial p_t^k} - \sum_u \left[p_t^u - \hat{c}_t^u\right] \frac{\partial \hat{z}_t^u}{\partial p_t^k}} \tag{3.90}$$

où

$$\boxed{\hat{c}_t^u = c_t^u \frac{1 - 2\gamma\left[\beta + \rho(1-\beta)(1+w)\right]\left(\overline{p}_t^u / c_t^u\right)}{1 - 2\gamma}} \tag{3.91}$$

La relation (3.90) implique que la firme va se comporter comme un monopole non réglementé dont le coût marginal de production du bien réglementé u serait $\hat{c}_t^u$ au lieu du coût marginal réel c_t^u. Compte tenu de la règle tarifaire adoptée par la firme pour ses biens réglementés (3.90), le régulateur va chercher à minimiser le coût perçu par la firme ($\hat{c}_t^u$) afin que la firme soumise à cette réglementation pratique des prix minimums. La dérivée de $\hat{c}_t^u$ par rapport à β nous informe sur la variation du coût supporté par la firme lorsqu'elle est soumise au *price cap* hybride.

$$\frac{\partial \hat{c}_t^u}{\partial \beta} = \frac{-2\gamma}{1 - 2\gamma}\left[1 - \rho(1+w)\right]\overline{p}_t^u \tag{3.92}$$

La relation (3.92) nous informe que la dérivée de $\hat{c}_t^u$ par rapport à β est de signe constant. Le sens de variation de $\hat{c}_t^u$ par rapport à β est indépendant de β et ne dépend que des paramètres $\gamma, \overline{p}_t^u, \rho$ et w. Avant de poursuivre l'étude des variations de $\hat{c}_t^u$ par rapport à β, nous allons rechercher la valeur de β telle que $\hat{c}_t^u = c_t^u$, valeur que nous noterons $\hat{\beta}$. A partir de (3.92), nous obtenons :

$$\hat{\beta} = \frac{\left(c_t^u / \overline{p}_t^u\right) - \rho(1+w)}{1 - \rho(1+w)} \tag{3.93}$$

Etant donné que $\hat{\beta}$ est une proportion, elle doit vérifier $0 \le \hat{\beta} \le 1$. Ces deux conditions impliquent les inégalités suivantes :

$$\hat{\beta} \ge 0 \Rightarrow \begin{cases} \left(c_t^u / \overline{p}_t^u\right) - \rho(1+w) \ge 0 \text{ et } 1 - \rho(1+w) \ge 0 \\ \text{ou} \\ \left(c_t^u / \overline{p}_t^u\right) - \rho(1+w) \le 0 \text{ et } 1 - \rho(1+w) \le 0 \end{cases}$$

$$\hat{\beta} \leq 1 \Rightarrow \frac{c_t^u}{\overline{p}_t^u} \leq 1$$

Ces condition peuvent se résumer à :

$$0 \leq \hat{\beta} \leq 1 \Rightarrow \begin{cases} \rho(1+w)\overline{p}_t^u \leq c_t^u \leq \overline{p}_t^u \text{ si } \rho(1+w) \leq 1 \\ \text{ou} \\ \overline{p}_t^u \leq c_t^u \leq \rho(1+w)\overline{p}_t^u \text{ si } \rho(1+w) > 1 \end{cases} \tag{3.94}$$

Dans un premier temps, nous allons distinguer quatre configurations possibles issues de la dérivée définie par (3.93) :

- Cas n°1 : $\gamma < 1/2$ et $\rho(1+w) > 1$. Dans ce cas le poids de la contrainte imposée à la firme par le régulateur est inférieur à ½, et le taux RPI-X est supérieur au taux d'actualisation.
- Cas n°2 : $\gamma < 1/2$ et $\rho(1+w) \leq 1$. Ici la valeur duale de la contrainte est toujours inférieure à ½ mais dans ce cas, le taux d'actualisation avec lequel la firme escompte ses profits futurs est supérieur au taux d'évolution des plafonds de prix (RPI-X).
- Cas n°3 : $\gamma > 1/2$ et $\rho(1+w) > 1$, dans le troisième cas de figure, le poids de la contrainte est supérieur à 1/2 , et le taux RPI-X est supérieur au taux d'actualisation.
- Cas n°4 : $\gamma > 1/2$ et $\rho(1+w) \leq 1$, ici, le poids de la contrainte est également plus fort que dans les deux premiers cas mais ici le taux d'actualisation est supérieur au taux RPI-X.

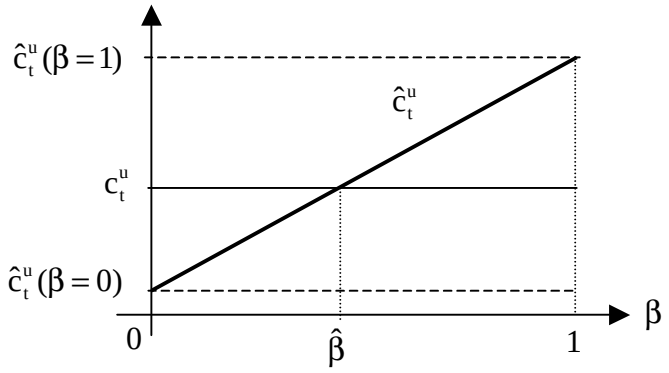
Dans chacun de ces cas, nous allons tenter de déterminer comment le régulateur souhaitant maximiser le surplus du consommateur doit fixer β compte tenu de la structure tarifaire (3.90) issue de la maximisation du profit de la firme sous contrainte d'un price cap hybride.

5.2.2.b. <u>Cas n°1 : γ<1/2 et ρ(1+w)>1;</u>

Dans cette configuration, $\partial\hat{c}_t^u / \partial\beta$ sera positive lorsque $1-\rho(1+w) < 0$, c'est-à-dire lorsque $w > (1-\rho)/\rho$. Si la condition (3.94) est vérifiée, le coût perçu par la firme soumise au plafond hybride sera inférieur au coût marginal réel pour toutes les valeurs de β telles que $0 \leq \beta \leq \hat{\beta}$. Le régulateur a alors intérêt à fixer β à 0 puisqu'il s'agit de la valeur qui minimise le coût marginal sur lequel se fonde la firme pour déterminer ses tarifs. En fixant $\beta = 0$, le

régulateur maximise le surplus du consommateur (qui est une fonction décroissante des prix), tandis que la firme maximise son profit. Cette situation se résume par la figure suivante :

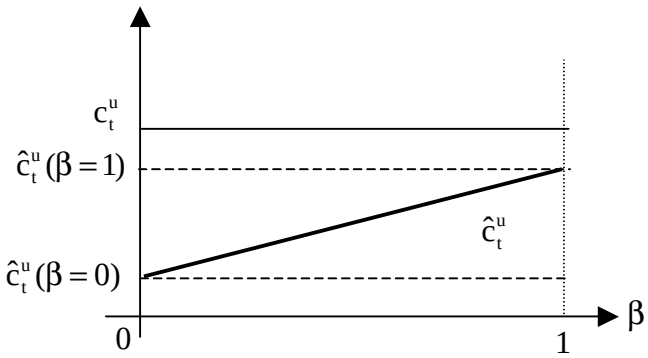
Figure 3-8



Si la condition (3.94) n'est pas vérifiée deux cas de figure se présentent : soit $c_t^u > \rho(1+w)\overline{p}_t^u$, soit $c_t^u < \overline{p}_t^u$. Dans le premier cas, $\hat{\beta} < 0$ et donc, quel que soit $\beta \in [0,1]$, $\hat{c}_t^u > c_t^u$. Dans ce cas, le plafond hybride conduit à une situation infra-optimale, puisque, quelle que soit la valeur donnée à β, la firme se comportera comme un monopole non contraint en se fondant sur un coût marginal $\hat{c}_t^u$ supérieur à son coût marginal réel c_t^u. Ce cas est peu probable puisqu'il implique que le coût marginal de la firme soit supérieur au plafond $\overline{p}_t^u$ augmenté du taux $w = RPI - X$ et actualisé par le facteur ρ.

Plus probable est la situation où le coût marginal de fourniture du service u est inférieur au plafond de prix de type RPI-X, c'est à dire la situation où $c_t^u < \overline{p}_t^u$. Dans ce cas, $\hat{\beta} > 1$ et donc $\hat{c}_t^u < c_t^u$ quelle que soit la valeur choisie par le régulateur. Ce dernier a alors intérêt à choisir la plus faible, c'est à poser $\beta = 0$. La Figure 3-9 ci-dessous illustre cette situation.

Figure 3-9

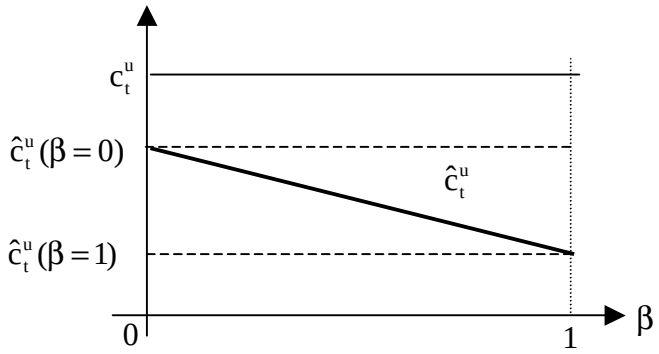


Ce premier résultat est intéressant à plusieurs titres. Tout d'abord, il souligne l'importance de l'hypothèse de l'hypothèse de myopie. En effet, au cours du paragraphe 5.1.1.b, nous avons montré que le plafond de recette totale n'était en aucun cas un mode de réglementation pertinent. Or, en considérant que la firme optimise l'ensemble de ses prix en tenant compte de l'impact de ses choix sur ses contraintes futures, il apparaît que le régulateur, doit, sous certaines conditions, appliquer un plafond de recettes totale, c'est-à-dire fixer $\beta = 0$. D'autre part, si le régulateur opte pour une proportion β telle que $\beta > \hat{\beta}$ (lorsque $\hat{\beta} \in [0,1]$, cf. Figure 3-8), alors le coût marginal $\hat{c}_t^u$ sera supérieur au coût marginal réel et le prix du bien u supérieur à ce qu'il aurait été si la firme n'avait pas été réglementée.

5.2.2.c. <u>Cas n°2 : γ<1/2 et ρ (1+w)≤1</u>

La dérivée du coût marginal perçu par la firme ($\hat{c}_t^u$) par rapport à β est dans ce cas négative. Comme précédemment, trois cas peuvent se présenter : la condition (3.94) (1ère ligne) est vérifiée, le coût marginal est tel que $c_t^u \leq \rho(1+w)\overline{p}_t^u \leq \overline{p}_t^u$ ou encore tel que $c_t^u > \overline{p}_t^u$. Ce dernier cas, le plus improbable, rend l'application d'un plafond hybride totalement inefficace. Quel que soit la valeur de β, $\hat{c}_t^u$ sera supérieur à c_t^u. Dans le deuxième cas ($c_t^u \leq \rho(1+w)\overline{p}_t^u \leq \overline{p}_t^u$), le coût marginal réel supporté par la firme est nettement inférieur au plafond de prix défini par l'application du taux RPI-X. Ce cas peut se schématiser par la figure suivante :

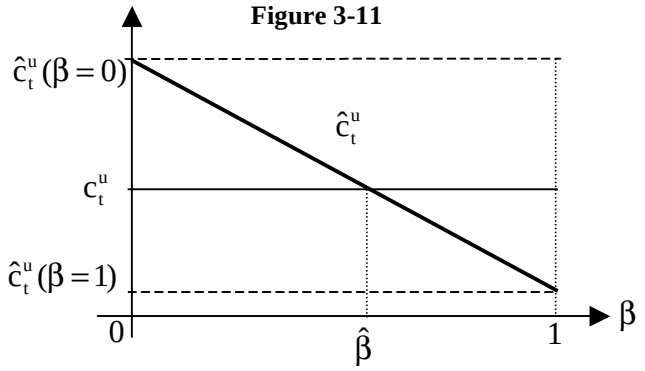
Figure 3-10



Quelle que soit la valeur de β comprise entre 0 et 1, le coût perçu par la firme est inférieur au coût marginal réel. Dès lors, le régulateur à intérêt à minimiser $\hat{c}_t^u$ et donc à poser $\beta = 1$.

Enfin, troisième et dernier cas de figure, le coût marginal réel (c_t^u) est inférieur au plafond défini par RPI-X pur ($\overline{p}_t^u$) mais supérieur à ce même plafond corrigé par $\rho(1+w)$. Ce cas se résume par la Figure 3-11.

Figure 3-11

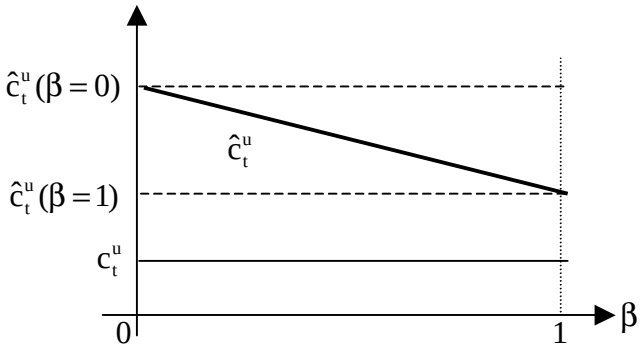


Comme précédemment, $\hat{c}_t^u$ est une fonction décroissante de β, le régulateur a donc intérêt à poser $\beta=1$. Comme pour le cas 5.2.2.b, l'existence de $\hat{\beta}$ implique la possibilité pour la réglementation par plafond hybride d'être infra-opimale. Si pour des raisons diverses, le régulateur choisit un β inférieur à 1, si cette valeur est inférieure à $\hat{\beta}$, le coût marginal de fourniture du bien u tel qu'il est perçu par la firme sera supérieur au coût marginal réel. Dès lors, la firme fixera le tarif de ce bien au dessus de son prix de monopole.

5.2.2.d. <u>Cas n°3 : γ >1/2 et ρ (1+w)>1</u>

Dans ce cas, la dérivée définie par la relation (3.92) est négative. Si la condition (3.94) (ligne du bas) est vérifiée, ce cas peut-être décrit à l'aide de la Figure 3-12. Si au contraire, $c_t^u < \overline{p}_t^u$ comme cela est fort probable, alors les relations entre $\hat{c}_t^u$ et β seront décrites par la figure ci-dessous :

Figure 3-12



Il apparaît clairement sur cette figure que le coût marginal du bien u tel qu'il est retenu par la firme pour à l'issue de son programme de maximisation ($\hat{c}_t^u$) est supérieur au coût marginal réel (c_t^u) pour toutes les valeurs de β comprises entre 0 et 1. Dans un contexte où le prix fictif de la contrainte (γ) est supérieur à ½ et le taux $w = RPI - X$ est tel que $\rho(1+w) > 1$, alors le *price cap* hybride n'est pas une formule optimale. Quelque soit les valeurs de β (y compris 0 et 1), la firme réglementée pratiquera des prix qui dépasseront ses prix de monopole non réglementé.

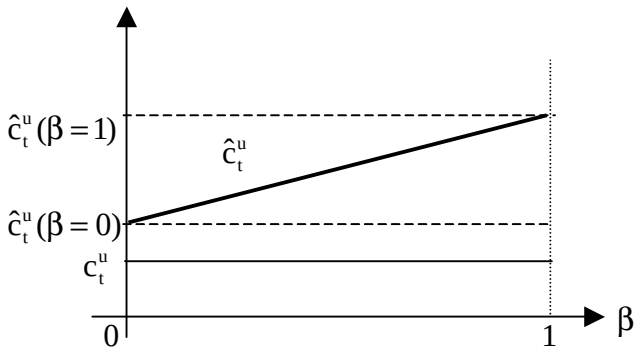
Dernier cas possible de cette configuration, $c_t^u > \rho(1+w)\overline{p}_t^u$. Dans ce cas, la réglementation par *price cap* hybride est souhaitable puisque $\hat{c}_t^u < c_t^u$, ce qui signifie que les prix pratiqués par la firme contrainte par cette réglementation tarifaire seront inférieurs aux prix de monopole. Ce cas correspond à la Figure 3-10 ci-dessus.

5.2.2.e. *Cas n°4 : $\gamma > 1/2$ et $\rho\,(1+w) \leq 1$*

Dans ce cas de figure, la dérivée de $\hat{c}_t^u$ par rapport à β est positive. Lorsque la condition (3.94) est vérifiée, l'évolution du coût perçu par la firme par rapport à β peut être décrite à l'aide de la Figure 3-8 ci-dessus. Dans ce cas, il existe une valeur $\hat{\beta}$ comprise entre 0 et 1 au-delà de laquelle la réglementation par plafond de prix hybride entraînera un prix supérieur au prix de monopole. Le régulateur a intérêt ici à fixer $\beta = 0$. Si $c_t^u > p_t^u$, alors la situation correspond à la Figure 3-9. Dans ce cas, toute valeur de β comprise entre 0 et 1 contraindra la firme à tarifer en dessous de son prix de monopole.

Dans cette configuration, le cas le plus intéressant est celui où le coût marginal réellement supporté par la firme (c_t^u) est inférieur au prix plafond défini selon la formule RPI-X ($\overline{p}_t^u$) corrigé par le facteur d'actualisation (ρ) et (1+w). Dans le cas où le plafond RPI-X est suffisamment élevé pour que $c_t^u < \rho(1+w)\overline{p}_t^u$, la courbe décrivant c_t^u par rapport à β correspond à la Figure 3-13 ci-dessous. Quelle soit β, $\hat{c}_t^u > c_t^u$. Dans ce cas, ce type de réglementation ne peut-être que néfaste.

Figure 3-13



5.2.3. Commentaires et retour sur le cas britannique

5.2.3.a. Synthèse des résultats

Comme nous l'avons montré au paragraphe 3.3, l'impact de la réglementation sur les consommateurs dépend de la somme des écarts de surplus provoqués par le prix des biens dont le coût marginal tel qu'il est perçu par la firme ($\hat{c}_t^u$) est supérieur au coût marginal réel (c_t^u). Si le coût marginal ressenti d'un bien est supérieur au coût marginal réel, le prix résultant est supérieur au prix de monopole. Si U est le sous-ensemble des biens appartenant à M tel que $\hat{c}^u > c^u$ et V, le sous ensemble de M tel que $\hat{c}_t^v \leq c_t^v$, l'impact des la réglementation sera négatif par rapport à une situation sans réglementation lorsque la perte de surplus subie par les consommateurs sur les bien u sera supérieure au gain de surplus enregistré sur les biens v. Autrement dit, le surplus des consommateurs sera altéré lorsque :

$$\left|\sum_u \left[V(p_{t,HSM}^u) - V(p_{t,M}^u)\right]\right| > \left|\sum_v \left[V(p_{t,HSM}^v) - V(p_{t,M}^v)\right]\right|$$

où $p_{t,HSM}^x$ représente le prix d'un bien x lorsque la firme non myope est soumise à un plafond de prix hybride et $p_{t,M}^x$ le prix du même bien v lorsque la firme se comporte comme un monopole non réglementé.

Le Tableau 3-4 ci-dessous résume l'ensemble des cas rencontrés dans les quatre configurations possibles. De ce tableau, quatre résultats essentiels émergent. Premièrement, il apparaît que les seules valeurs optimales pour β sont 0 et 1. Quelle que soit la configuration envisagée, le régulateur a intérêt à choisir soit un *price cap* de type RPI-X, soit un plafond de recette totale. A la lumière de notre modèle les formules hybrides ne sont pas souhaitables.

Deuxièmement, lorsque le coût marginal est encadré par le plafond défini par la formule RPI-X en t ($\overline{p}_t$) et ce même plafond actualisé[132] en t+1 ($\overline{p}_{t+1}$), le régulateur peut fixer un β différent de 0 ou de 1 sans que la réglementation ne contrevienne à l'efficacité allocative (c'est-à-dire sans que $\hat{c}_t^u > c_t^u$). Cependant, il existe un seuil ($\hat{\beta}$) au-delà (ou en deçà, selon les cas) duquel les prix pratiqués par la firme soumise à cette réglementation seront supérieurs à ce qu'ils auraient été en l'absence de toute intervention (prix de monopole).

Troisièmement, lorsque le coût marginal de fourniture d'un bien u est inférieur au prix plafond issu le l'application de la formule RPI-X en t ou du plafond RPI-X en t+1 actualisé, la réglementation par plafond de prix hybride ne comporte aucun risque au niveau de l'efficacité allocative ($\hat{c}_t^u < c_t^u, \forall\beta \in [0,1]$) si le prix fictif de la contrainte est inférieur à ½. Au contraire, si $\gamma > 1/2$ et si le coût marginal est suffisamment faible, la réglementation par plafond de prix s'avère néfaste puisque le prix de vente peut dépasser le prix de monopole.

Quatrièmement, lorsque le coût marginal de production d'un bien u est suffisamment élevé (c'est-à-dire lorsque $c_t^u > \overline{p}_t^u$ ou $c_t^u > \rho\overline{p}_{t+1}^u$), la réglementation n'est jamais efficace lorsque $\gamma < 1/2$, c'est-à-dire lorsque le poids de la contrainte est relativement faible. Si au contraire, la contrainte est astreignante ($\gamma > 1/2$), alors la réglementation par n'importe quel plafond de prix est sans risque puisque, quelle que soit la valeur de β, la firme fixera ses prix en dessous de ses prix de monopole, les prix les plus bas étant obtenus avec $\beta = 0$.

5.2.3.b. <u>Comparaison de bien-être collectif</u>

Comme nous l'avons fait pour la situation dans laquelle la firme est myope, nous allons appliquer une demande linéaire à la règle tarifaire (3.90) afin de comparer le surplus collectif généré par la réglementation par plafond hybride à celui qui émerge lorsque la firme n'est pas réglementée.

Le prix d'un bien k s'écrit :

$$p_{HSM}^k = 1/2\left(b^k + \hat{c}^k\right)$$

$$\text{avec } \hat{c}_t^u = c_t^u \frac{1 - 2\gamma B\overline{p}_t / c_t^u}{1 - 2\gamma} \text{ et } B = \left[\beta + \rho(1-\beta)(1+w)\right]$$

[132] En effet, $\overline{p}_{t+1}^u = (1+w)\overline{p}_t^u$

On remarque ici que B est une transformation linéaire de β. La différence entre le surplus collectif avec réglementation et celui sans réglementation sera analogue à celle décrit par la relation (3.81).

$$\Delta W = W(p_H) - W(p_M) = \frac{1}{4}\sum_k \frac{2\gamma}{(1-2\gamma)^2}\left(B\overline{p}_t - c_t^k\right)\left[2b^k(1-\gamma) - c_t^k(2-3\gamma) - \gamma B\overline{p}_t\right]$$

Cette différence est concave par rapport à $\overline{p}_t$. Elle admet un maximum pour p_t^* et s'annule pour $\overline{p}_t'$ et $\overline{p}_t''$. La valeur $\overline{p}_t^*$ qui annule $\partial\Delta W/\partial\overline{p}$ s'écrit :

$$\overline{p}_t^* = \frac{1}{B}\left[\frac{1}{m}\sum_k c_t^k + \frac{1-2\gamma}{m2\gamma}\sum_k\left(b^k - c_t^k\right)\right]$$

où m est le nombre de biens réglementés fournis par la firme.

La variation de ce plafond de référence par rapport à β nous ait donnée par la dérivée suivante :

$$\frac{\partial\overline{p}_t^*}{\partial\beta} = -\frac{\partial B/\partial\beta}{B^2}\frac{1}{m}\left[\sum_k c_t^k + \frac{1-2\gamma}{2\gamma}\sum_k\left(b^k - c_t^k\right)\right]$$

Or $$\partial B/\partial\beta = 1-\rho(1+w).$$

Le signe de la dérivée $\partial\overline{p}_t^*/\partial\beta$ dépend donc du signe de $1-\rho(1+w)$ et du signe de l'élément entre crochets. Ce dernier sera déterminé par la valeur de la valeur duale de la contrainte (γ).

$$\left[\sum_k c_t^k + \frac{1-2\gamma}{2\gamma}\sum_k\left(b^k - c_t^k\right)\right] \geq 0 \Leftrightarrow \gamma \leq \frac{1}{2}\left(1 - \frac{\sum_k c^k}{\sum_k b^k}\right) \tag{3.95}$$

Le Tableau 3-3 ci-dessous indique le signe de la dérivée de $\overline{p}_t^*$ et indique la valeur optimale de β pour le régulateur qui souhaite minimiser $\overline{p}_t^*$.

Tableau 3-3 Impact de β sur le plafond maximisant le surplus de référence

	RPI-X supérieur au taux d'actualisation $(1-\rho(1+w)<0)$	RPI-X inférieur au taux d'actualisation $(1-\rho(1+w)\geq 0)$
$\gamma \leq \frac{1}{2}\left(1-\frac{\sum_k c^k}{\sum_k b^k}\right)$	$\frac{\partial \overline{p}^*}{\partial \beta} > 0 \Rightarrow \beta^* = 1$	$\frac{\partial \overline{p}^*}{\partial \beta} < 0 \Rightarrow \beta^* = 0$
$\gamma > \frac{1}{2}\left(1-\frac{\sum_k c^k}{\sum_k b^k}\right)$	$\frac{\partial \overline{p}^*}{\partial \beta} < 0 \Rightarrow \beta^* = 0$	$\frac{\partial \overline{p}^*}{\partial \beta} > 0 \Rightarrow \beta^* = 1$

Ce tableau confirme les résultats obtenus dans le cas général : les seules valeurs optimales pour le régulateur sont $\beta^* = 0$ et $\beta^* = 1$. Lorsque le taux RPI-X est supérieur au taux d'actualisation et que le poids de la contrainte vérifie la condition (3.95), en faisant tendre β vers 1, le régulateur minimise le risque de voir le prix de certains biens fournis par la firme réglementée dépasser leur prix de monopole lorsque le plafond de référence défini par la formule RPI-X est relativement bas (cf.§5.1.1.c). Ce risque est également minime lorsque le taux RPI-X est inférieur au taux d'actualisation et que la condition (3.95) n'est pas respectée. A l'opposé, lorsque le taux RPI-X est inférieur au taux d'actualisation et la condition (3.95) respectée, c'est en appliquant un plafond de recette totale ($\beta = 0$) que le régulateur minimise le risque de voir apparaître des prix supérieurs aux prix de monopole lorsque le plafond de référence défini par la formule RPI-X est bas. L'application d'un plafond de recette totale est également recommandée lorsque le taux RPI-X est supérieur au taux d'actualisation et la contrainte (3.95) non respectée.

5.2.3.c. La formule appliquée aux tarifs de Transco

Comme nous l'avons évoqué au chapitre 2, le taux d'évolution de l'indice des prix de détail (RPI) se situe actuellement aux alentours de 2,5%. La productivité attendue de la firme retenue par le régulateur est de 2% ce qui donne w=0,5%. Si on retient le taux d'intérêt comme mesure du taux d'actualisation, celui retenu par Ofgem est de 3,50%, ce qui donne un facteur d'actualisation (ρ) d'environ 0.97. Ces valeurs correspondent à la deuxième ligne et à la quatrième ligne du Tableau 3-4 ainsi qu'à la deuxième colonne du Tableau 3-3, c'est-à-dire aux configurations dans lesquelles le taux RPI-X est inférieur au taux d'actualisation.

La décision d'Ofgem de revoir la formule de contrôle des tarifs pratiqués par Transco fut notamment motivée par les profits jugés anormaux enregistrés par le transporteur entre 1994 et 1997. Ces profits excessifs selon le régulateur signifiaient que les plafonds tels qu'ils avaient été calculés par le régulateur à partir de la formule RPI-X étaient trop élevés. Il est donc probable que nous soyons dans une situation telle que $c_t^u \leq \overline{p}_t^u$ pour tout $u \in M$. Dans ce cas, les intersections des deux premières colonnes avec la deuxième et la quatrième ligne sont pertinentes pour appréhender le cas de Transco. Si le poids de la contrainte est tel que $\gamma < 1/2$, la formule optimale en termes de surplus global est le *price cap* de type RPI-X. Cependant, si les plafonds définis selon cette méthode sont suffisamment élevés ($c_t^u \leq p_{t+1}^u \leq p_t^u$) par rapport au coût marginal réel supporté par la firme, le régulateur a la possibilité de fixer $\beta < 1$ tout en contraignant le monopole à tarifer en dessous de son prix de monopole. En revanche, si le poids de la contrainte est tel que $\gamma > 1/2$, alors, la réglementation par plafond de prix peut s'avérer néfaste. En effet, si le coût marginal de production d'un bien u est suffisamment faible par rapport aux plafonds définis par la formule RPI-X ($c_t^u \leq p_{t+1}^u \leq p_t^u$), il s'avère que la réglementation par plafond de prix entraîne, quelle que soit la valeur de $\beta \in [0,1]$, des prix supérieurs aux prix non réglementés.

Tableau 3-4 Détermination de β en fonction du prix fictif de la contrainte (γ) et du taux RPI-X (w).

	Le prix fictif de la contrainte est tel que $\gamma > 1/2 \Leftrightarrow 1-2\gamma > 0$		
RPI – X est supérieur au taux d'actualisation $1-\rho(1+w)<0 \Leftrightarrow \rho(1+w)>1$	Le coût perçu par la firme est une fonction **décroissante** de β : $\partial\hat{c}_t^u/\partial\beta<0, \forall\beta\in[0,1]$		
	$\overline{p}_t^u \le c_t^u \le \rho(1+w)\overline{p}_t^u$ $\beta^*=1$: le régulateur doit opter pour un **plafond de type RPI-X.** Il existe une valeur $\hat{\beta}$ telle que $p_t^u > pm_t^u$. Si $\beta<\hat{\beta}$, alors il existe un **risque que le prix du bien u soit supérieur à son prix de monopole.**	$c_t^u < \overline{p}_t^u \le \rho(1+w)\overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u > c_t^u \Rightarrow p_t^u > pm_t^u$ **La réglementation par plafond hybride ne respecte pas l'efficacité allocative quelle que soit la valeur de β.**	$c_t^u > \rho(1+w)\overline{p}_t^u \ge \overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u < c_t^u \Rightarrow p_t^u < pm_t^u$ $\beta^*=1$: le régulateur doit opter pour un **plafond de type RPI-X.** Même s'il choisit $\beta>0$, il n'y a **aucun risque** que $p_t^u > pm_t^u$.
RPI – X est inférieur au taux d'actualisation $1-\rho(1+w)\ge 0 \Leftrightarrow \rho(1+w)\le 1$	Le coût perçu par la firme est une fonction **croissante** de β : $\partial\hat{c}_t^u/\partial\beta>0, \forall\beta\in[0,1]$		
	$\rho(1+w)\overline{p}_t^u \le c_t^u \le \overline{p}_t^u$ $\beta^*=0$: le régulateur doit opter pour un **plafond de recette totale** Il existe une valeur $\hat{\beta}$ telle que $p_t^u > pm_t^u$. Si $\beta>\hat{\beta}$, alors il existe un **risque que le prix du bien u soit supérieur à son prix de monopole.**	$c_t^u < \rho(1+w)\overline{p}_t^u \le \overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u > c_t^u \Rightarrow p_t^u > pm_t^u$ **La réglementation par plafond hybride ne respecte pas l'efficacité allocative quelle que soit la valeur de β.**	$c_t^u > \overline{p}_t^u \ge \rho(1+w)\overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u < c_t^u \Rightarrow p_t^u < pm_t^u$ $\beta^*=0$: le régulateur doit opter pour un **plafond de recette totale.** Même s'il choisit $\beta>0$, il n'y a **aucun risque** que $p_t^u > pm_t^u$.
	Le prix fictif de la contrainte est tel que $\gamma < 1/2 \Leftrightarrow 1-2\gamma < 0$		
RPI – X est supérieur au taux d'actualisation $1-\rho(1+w)<0 \Leftrightarrow \rho(1+w)>1$	Le coût perçu par la firme est une fonction **croissante** de β : $\partial\hat{c}_t^u/\partial\beta>0, \forall\beta\in[0,1]$		
	$\overline{p}_t^u \le c_t^u \le \rho(1+w)\overline{p}_t^u$ $\beta^*=0$: le régulateur doit opter pour un **plafond de recette totale** Il existe une valeur $\hat{\beta}$ telle que $p_t^u > pm_t^u$. Si $\beta>\hat{\beta}$, alors il existe un **risque que le prix du bien u soit supérieur à son prix de monopole (pm_t^u).**	$c_t^u < \overline{p}_t^u \le \rho(1+w)\overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u < c_t^u \Rightarrow p_t^u < pm_t^u$ $\beta^*=0$: le régulateur doit opter pour un **plafond de recette totale**. Même s'il choisit $\beta>0$, il n'y a **aucun risque** que $p_t^u > pm_t^u$.	$c_t^u > \rho(1+w)\overline{p}_t^u \ge \overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u > c_t^u \Rightarrow p_t^u > pm_t^u$ **La réglementation par plafond hybride ne respecte pas l'efficacité allocative quelle que soit la valeur de β.**
RPI – X est inférieur au taux d'actualisation $1-\rho(1+w)\ge 0 \Leftrightarrow \rho(1+w)\le 1$	Le coût perçu par la firme est une fonction **décroissante** de β : $\partial\hat{c}_t^u/\partial\beta<0, \forall\beta\in[0,1]$		
	$\rho(1+w)\overline{p}_t^u \le c_t^u \le \overline{p}_t^u$ $\beta^*=1$: le régulateur doit opter pour un **plafond de type RPI-X** Il existe une valeur $\hat{\beta}$ telle que $p_t^u > pm_t^u$. Si $\beta<\hat{\beta}$, alors il existe un **risque que le prix du bien u soit supérieur à son prix de monopole.**	$c_t^u < \rho(1+w)\overline{p}_t^u \le \overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u < c_t^u \Rightarrow p_t^u < pm_t^u$ $\beta^*=1$: le régulateur doit opter pour un **plafond de type RPI-X** Même s'il choisit $\beta<1$, il n'y a **aucun risque** que $p_t^u > pm_t^u$.	$c_t^u > \overline{p}_t^u \ge \rho(1+w)\overline{p}_t^u$ $\forall\beta, \hat{c}_t^u > c_t^u \Rightarrow p_t^u > pm_t^u$ **La réglementation par plafond hybride ne respecte pas l'efficacité allocative quelle que soit la valeur de β.**

Conclusion du Chapitre 3

La réglementation par le coût du service ou réglementation de type *cost plus* (ou encore réglementation par le taux de rendement) consiste pour le régulateur à fixer les tarifs de la firme en fonction des coûts de cette dernière. L'analyse de la réglementation d'un monopole sur la base du coût du service nous a permis de dégager les deux avantages principaux ce type de réglementation : la simplicité et la convergence, sous certaines conditions, des prix de la firme vers des prix conformes à la règle de RAMSEY. En regard de ses deux avantages, ce mode de contrôle présente d'indéniables inconvénients : la longueur et la répétition des procédures ; l'absence d'incitation à la minimisation des coûts qu'implique leur répercussion automatique dans les tarifs ; la surcapitalisation. Le poids des défauts attachés à ce mode de réglementation ont suscité de nombreux travaux théoriques sur une forme alternative de contrôle tarifaire : le *price cap*.

L'opposition entre *price cap* et *cost plus* dépend d'une part de la durée de la période de contrôle et d'autre part de l'aversion au risque de la firme réglementée. Si la période durant laquelle les tarifs de la firme sont fixés par un *cost plus* se prolonge, la firme est incitée à réduire ces coûts puisque entre deux révisions elle bénéficiera d'une marge croissante. Au contraire, dans le cadre d'un *price cap*, si la révision du plafond intervient à intervalle rapproché, l'incitation à l'efficacité est atténuée. Une firme averse au risque devra voir une partie de ses coûts répercutés directement dans ses tarifs. En effet, en l'absence de transferts gouvernementaux, la réglementation tarifaire doit éviter au monopole d'encourir des pertes, elle constitue une sorte d'assurance contre les risques commerciaux. Un régulateur tenant compte de l'incertitude à laquelle est soumise la firme n'appliquera un *price cap* « pur » que si la firme est neutre au risque. Dans le cas du gaz naturel, l'activité de transport apparaît comme peu risquée[133] étant donné le caractère captif des affréteurs et la croissance de la demande en gaz naturel.

La détermination du plafond que la firme ne doit pas dépasser durant la période de contrôle dépend du degré de connaissance du régulateur sur les divers biens servis par la firme. Un *price cap* idéal fixé par rapport à un surplus des consommateurs minimal conduit la firme à appliquer une tarification de type RAMSEY-BOITEUX. Face aux difficultés que soulève

[133] Comme nous l'évoquions au cours du Chapitre 2, cet argument fut avancé par Ofgas pour justifier le maintien d'un price cap sur les tarifs de Transco.

l'évaluation du surplus des consommateurs, la théorie propose deux catégories de formules : la première fondée sur le calcul d'indices (Laspeyres dans un cadre dynamique) et la seconde fondée sur le plafonnement de la recette moyenne. Il est démontré que le plafond de recette moyenne, dans un cadre statique ou dans un cadre dynamique, n'est pas souhaitable sur le plan de l'efficacité allocative puisque ce type de réglementation peut entraîner des prix supérieurs au prix de monopole.

Le *price cap* de type RPI-X qui est une forme évolutive du plafond de recette moyenne n'apparaît donc pas comme totalement satisfaisant du point de vue de régulateur. Ofgem a d'ailleurs décidé de revoir la formule qu'il applique à Transco, l'exploitant du réseau de gazoducs britannique. L'introduction d'une partie « plafond de recette totale » a pour but de restreindre les recettes en t par rapport aux recettes obtenues en t-1. La formule hybride conçue par Ofgem ne semble pas se justifier si on admet que la firme établit ses tarifs sans tenir compte de leurs conséquences sur le plafond de l'année suivante (myopie). En revanche, lorsque l'hypothèse de myopie est levée, il apparaît que des formules hybrides avec une partie RPI-X et une partie plafond de recette totale sont compatibles avec des prix réglementés inférieurs aux prix non réglementés pour l'ensemble des marchés sur lesquels la firme est en situation de monopole.

Les modifications apportées par Ofgem à la formule de *price cap* applicable au transport témoignent des insuffisances de la réglementation par plafond de prix. En optant pour ce mode de réglementation, le régulateur sacrifie en quelque sorte l'efficacité allocative à l'efficacité productive. La firme est incitée à réaliser des « surprofits » en réduisant au maximum ses coûts, les consommateurs ne bénéficiant pas de ces efforts en raison du plafond de prix. Certains consommateurs peuvent en outre se retrouver défavorisés par rapport à la situation non réglementée. En mitigeant la formule RPI-X d'un plafond de recette totale, le régulateur réintroduit une forme altérée de réglementation par le coût du service puisqu'il s'agit de restreindre les recettes attendues du monopole de façon à ce qu'elles ne soient pas trop déconnectées des recettes autorisées calculées sur la base des prévisions de coûts et de quantités. La formule hybride retenue par Ofgem diffère légèrement d'une réglementation par *sliding scale* dans la mesure où ce type de réglementation prévoit qu'au delà d'un certain niveau de profit, une partie des recettes du monopoles sont retournées vers les consommateurs par le biais de réductions tarifaires. Les tarifs définis selon des *sliding scale* sont également des formes hybrides entre le *price cap* et le *cost plus* puisqu'il s'agit de limiter les profits du

monopole résultant de la stricte application d'un plafond de prix ; cependant, elles conservent un caractère incitatif[134] qui fait défaut à la formule mise en place par Ofgem.

L'évolution de la formule de contrôle appliquée aux tarifs de transport britannique nous semble militer pour la démarche américaine. En effet, le régulateur fédéral du secteur énergétique, la FERC, ne remet pas en question la réglementation *cost plus* des tarifs du transport gazier inter-états mais elle initie des expériences de tarification incitative. La démarche américaine est donc symétriquement opposée à la démarche britannique puisqu'il s'agit d'introduire des incitations à l'efficacité dans la réglementation par le coût du service alors qu'aujourd'hui, Ofgem tente d'incorporer une dose de réglementation par le coût du service dans une formule incitative en appliquant une formule complexe dont les effets sont incertains.

La réglementation par le coût du service nous paraît donc, en dépit de ses inconvénients, plus approprié pour la réglementation du transport de gaz naturel par gazoduc. En effet, le caractère incitatif du *price cap* est intéressant pour des activités dans lesquelles le progrès technique est rapide. Dans ce cas, l'opérateur du réseau doit être incité à incorporer ce progrès technique. D'autre part, lorsque l'évolution de la technologie est rapide , les possibilités de contournement (*bypass*) se développent rendant les activités réglementées potentiellement concurrentielles. Ainsi, dans les télécommunications ou le progrès technique est rapide, le *price cap* semble approprié afin d'inciter l'opérateur de la boucle locale à rester efficace avant que cette boucle ne soit ouverte. Dans le cas du transport de gaz naturel, le rythme des innovations est peu élevé. D'autre part, les possibilités de contournement sont faibles étant donnés les investissements nécessaires à la mise en œuvre d'un réseau gazier. Si les performances économiques de l'opérateur avant l'ouverture du réseau sont acceptables pour le régulateur, la réglementation par le coût du service est préférable à la réglementation par plafond de prix.

La modélisation appliquée dans ce chapitre nous a permis d'évaluer les conséquences des réglementations tarifaires actuellement appliquées en Grande-Bretagne et aux États-Unis sur les tarifs de transports par gazoducs. Elle considérait une firme intervenant simultanément sur des marchés réglementés (comme le transport) et sur des marchés non réglementés (comme le comptage). Dans un cadre réglementaire de type *price cap* ou *cost plus*, la

[134] La firme est incitée à développer son activité au moins jusqu'au profit limite au delà duquel elle doit partager ses gains avec les consommateurs.

présence en aval (au niveau de la fourniture de la molécule de de l'exploitant du réseau n'est pas considérée.

Comme l'expérience britannique nous l'a montré avec le démantèlement tardif de British Gas en une entité chargée du transport et une autre chargée de la commercialisation, l'intégration verticale de l'opérateur fait partie des choix cruciaux que doit faire le régulateur. Ce choix n'est pas sans conséquence sur la réglementation tarifaire du transport étant donné le caractère stratégique de l'accès au réseau pour les entrants. Afin de prendre en compte cette liaison, le chapitre suivant évalue les propositions récentes de la théorie économique pour réglementer la charge d'accès en tenant explicitement compte de l'intégration verticale de l'opérateur en place. Ce chapitre propose également un modèle dans lequel le régulateur doit fixer la charge d'accès optimale dans le cadre d'un oligopole où la firme exploitant le réseau se trouve concurrencée par des entrants au niveau de la vente de la molécule aux utilisateurs finals.

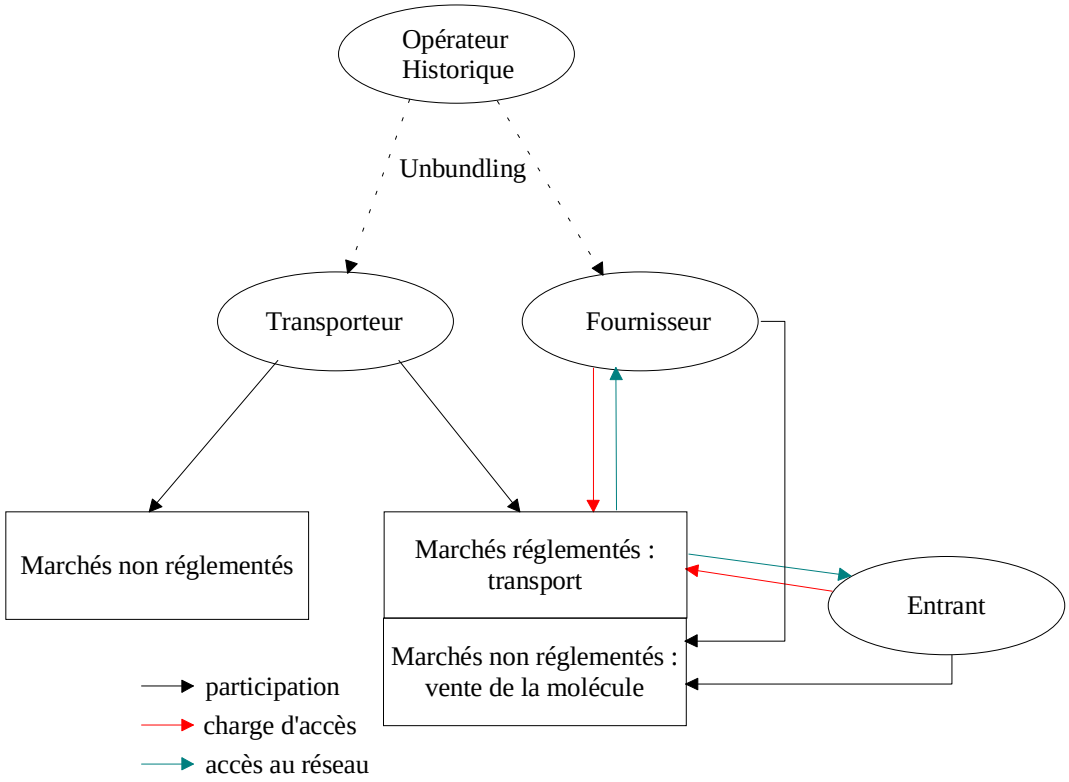
Chapitre 4

La charge d'accès optimale pour une industrie gazière intégrée

Introduction

Les réglementations par le coût du service et par plafond de prix ne permettent pas au régulateur de prendre en compte l'impact de l'intégration verticale des opérateurs gaziers historiques. Aux Etats-Unis comme en Grande-Bretagne, la déréglementation de l'industrie gazière a entraîné la séparation verticale des opérateurs historique. L'exploitation des réseaux est désormais assurée par des entités indépendantes des compagnies qui vendent la molécule aux utilisateurs finals. La réglementation tarifaire du transport n'a donc à prendre en compte la présence simultanée de l'opérateur sur un segment réglementé (le transport) et un segment déréglementé (la fourniture de la molécule). Cette situation étudiée au cours du chapitre précédent peut être représentée par la figure ci-dessous.

Figure 4-1 Relations entre l'entrant et l'opérateur historique en cas de séparation verticale des activités

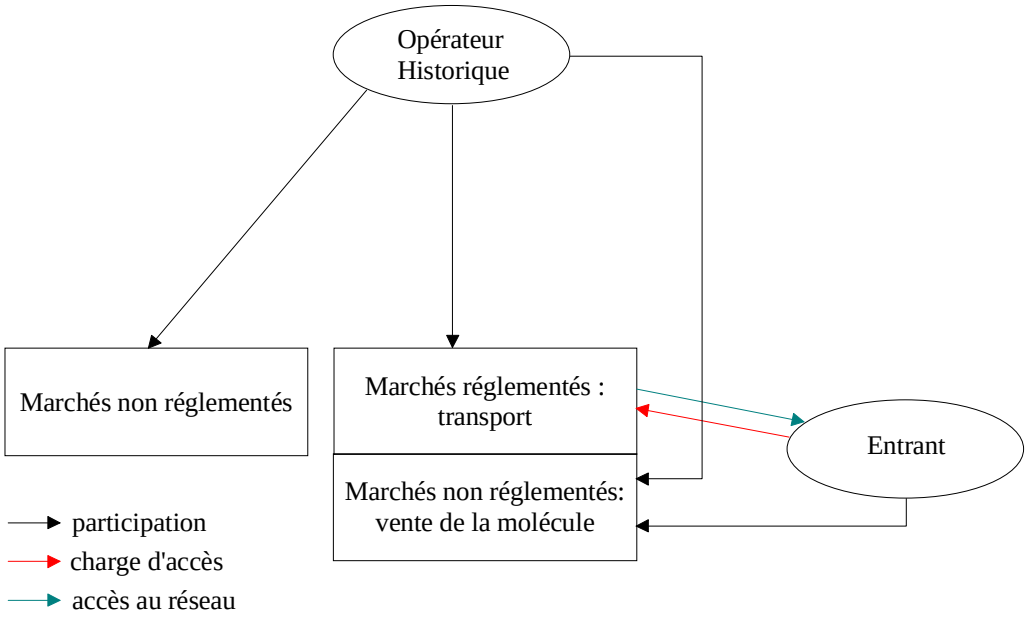


Le chapitre précédent considérait une firme réglementée intervenant sur des marchés réglementés et des marchés non réglementés. Cependant ces deux types de marché n'étaient liés verticalement. Dans le cas d'un exploitant de gazoduc, les marchés réglementés sont constitués par les différents services offerts aux différentes affréteurs (transport ferme ou interruptible) tandis que sur les marchés non réglementés, l'exploitant du réseau est soumis à

une concurrence. Le comptage est un exemple d'activité non réglementée que peut exercer l'exploitant d'un gazoduc.

Comme l'exemple britannique le montre avec les 10 ans qui séparent la déréglementation de l'industrie gazière et le démantèlement de British Gas, la séparation de l'opérateur historique selon ses activités n'est pas systématique. Les relations qui unissent l'opérateur historique et les entrants correspondent à la figure ci-dessous.

Figure 4-2 Relations entre l'entrant et l'opérateur historique en cas d'intégration verticale de l'opérateur historique



Ces relations impliquent que le régulateur prennent en compte la présence simultanée de l'opérateur historique sur un segment réglementé (le transport) et le segment aval (la fourniture de la molécule) dans la réglementation des tarifs de l'accès des entrants au réseau.

La détermination de la charge d'accès optimale dans un contexte d'intégration verticale a suscité de nombreux travaux lorsque les réseaux de télécommunications ont commencé à s'ouvrir. Les modèles élaborés pour ce secteur concernent pour la plupart un opérateur d'infrastructure qui est libre de fixer la charge d'accès qu'il fait payer pour la fourniture du service essentiel à la fourniture du service final aux utilisateurs. Notre problématique est différente dans la mesure où, les expériences britannique et américaine le prouvent, le gestionnaire d'un réseau de gazoduc n'est pas libre de fixer sa charge d'accès. Néanmoins, l'apport de ces modèles est intéressant dans la mesure où ils montrent que, dans certains cas, l'opérateur n'a pas intérêt à dissuader l'entrée en fixant une charge d'accès élevée.

Nous nous concentrons sur des apports théoriques qui envisagent le cas d'une firme en situation de monopole sur la fourniture d'un service de transport dont les tarifs d'accès sont régulés. La règle ECP (*Efficient Component Pricing*), proposée par BAUMOL et SIDAK dans le cadre des marchés contestables, est séduisante par sa simplicité et le faible contenu informationnel qu'elle requiert pour le régulateur. Cependant, pour respecter l'efficacité allocative, la règle ECP doit s'appliquer dans un contexte où le prix du bien final est optimal[135] avant l'ouverture du marché. Dans ce cadre, l'ECP ne permet pas au régulateur d'intervenir sur le surplus global. ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS ont proposé un modèle qui permet d'analyser la portée de la règle ECP hors du cadre des marchés contestables et de la confronter à la tarification RAMSEY-BOITEUX. Leur modèle, que nous analyserons dans une deuxième section, apporte un éclairage intéressant sur d'une part la liaison entre la charge d'accès et le prix du bien final et d'autre part l'arbitrage du régulateur entre efficacité productive et efficacité allocative. Dans une troisième section, nous proposerons un modèle de duopole dans lequel le régulateur souhaite fixer une charge d'accès optimale pour le bien-être évalué par la somme du surplus des consommateurs et des profits de l'industrie. Nous tenterons de dégager les caractéristiques d'une telle charge d'accès dans le cas d'une concurrence par les prix et dans celui d'une concurrence par les quantités.

[135] « optimal » signifie ici soit fixé au coût marginal si les rendements d'échelle pour l'activité de fourniture sont décroissants, soit fixé selon la règle RAMSEY BOITEUX si les rendements sont croissants. Le cadre de contestabilité retenu par BAUMOL et SIDAK implique que cette condition est vérifiée.

Section 1 La règle ECP et le transport du gaz naturel

L'*Efficient Component Pricing Rule* (règle de tarification du composant efficace) est un mode de tarification d'un bien fourni par un monopole indispensable à la fourniture d'un autre bien par le monopole et des concurrents. Cette règle de tarification proposée par BAUMOL et SIDAK [1994] dans le cadre des marchés contestables peut être appliquée à l'industrie du gaz naturel. Elle constitue une règle de tarification de l'accès qu'offre l'opérateur historique aux entrants sur le marché de la vente de la molécule aux utilisateurs finals. Le principe de la règle ECP consiste à faire payer à un entrant le coût que sa présence sur le réseau entraîne (coût incrémental moyen) et le coût d'opportunité subi par l'opérateur historique du fait de la concurrence de cet entrant sur le marché aval.

La théorie des marchés contestables remet en cause la réglementation publique appliquée aux monopoles vérifiant une sous-additivité des coûts de production. Cette théorie proposée par BAUMOL, PANZAR et WILLIG [1988] constitue une alternative à la réglementation publique de certaines industries qui, depuis les années 70, est critiquée pour son inefficacité économique et les phénomènes de capture qu'elle engendre. Dans un marché contestable, un monopole naturel est incité à l'efficacité car il est sous la menace d'entrants potentiels sur ses marchés. Le rôle des pouvoirs publics doit donc se limiter à l'instauration et au maintien de conditions qui rendent crédible l'entrée de concurrents. Une fois brièvement présenté le cadre théorique des marchés contestables dans lequel s'inscrit la règle ECP, nous détaillerons le modèle sous-jacent à cette tarification. Ce détour par la théorie des marchés contestables sera pour nous l'occasion de confronter les caractéristiques de l'industrie gazière aux notions de contestabilité et de soutenabilité.

1.1. Le cadre des marchés contestables

L'objectif de BAUMOL, PANZAR et WILLIG est de montrer comment un monopole naturel peut intervenir efficacement sur un ou plusieurs marchés sans qu'aucune pression réglementaire ne soit nécessaire. Nous exposerons d'abord la propriété de contestabilité avant d'expliciter les propriétés des fonctions de coûts qui peuvent justifier l'absence de régulation d'un monopole car dans le cadre des marchés contestables, ce sont les fonctions de coûts qui sont « les principaux déterminants des structures de marché » (RAINELLI [1993, p58]). Enfin

nous rappellerons brièvement les conditions d'équilibre d'un marché contestable, c'est-à-dire la notion de soutenabilité.

1.1.1. La contestabilité

Un marché peut être contestable à plusieurs degrés. La contestabilité parfaite d'un marché se caractérise par deux éléments :

- L'entrée sur ce marché est totalement libre ; les conditions d'accès sont les mêmes pour tous et l'entrant n'est donc pas désavantagé.
- la sortie de ce marché est sans coût : l'entrant a la possibilité de récupérer les coûts qu'il a engagés pour entrer sur le marché. Autrement dit, il existe un marché d'occasion efficace pour les équipements. Ces deux conditions permettent de brèves incursions sur un marché afin de capter un profit passager (phénomène du « *hit and run* »).

Des coûts d'entrée non nuls mais faibles caractérisent un marché imparfaitement contestable. S'il existe des barrières à la sortie qui impliquent des coûts de départ, c'est-à-dire si le marché est caractérisé par des coûts fixes irrécupérables, il sera défini comme faiblement disputable.

1.1.2. La sous-additivité des coûts de Production et l'équilibre d'un marché contestable parfait

BAUMOL, PANZAR et WILLIG se fondent sur la notion de sous-additivité des coûts initiée par FAULHABER en 1975 qui traduit l'effet des coûts fixes indivisibles sur des outputs produits conjointement. La sous-additivité exprime le fait qu'il est moins coûteux de fabriquer n biens conjointement que séparément.

1.1.2.a. Le cas d'un monopole à production unique

Si $C(q)$ représente le coût supporté par le monopole pour produire q avec $q = \sum_j q^j$ (q^j représente la production du bien fourni par une firme j), alors la condition de sous-additivité s'écrit :

$$C(q) < \sum_j C(q^j)$$

L'existence d'économies d'échelle est une condition suffisante mais non nécessaire à la sous-additivité de la fonction de coût. Une condition nécessaire est l'existence d'économies

d'échelle sur un intervalle de la production [0,q'] avec q'<q. Si le niveau de production du monopole correspond à la demande totale, alors la structure de production optimale est le monopole, sinon la structure sera un duopole voire un oligopole.

La sous-additivité implique donc une structure industrielle monopolistique ou oligopolistique, cependant l'équilibre de cette configuration n'est pas garanti. Pour définir les équilibres d'un marché contestable, BAUMOL, PANZAR et WILLIG ont introduit deux notions pour qualifier une structure industrielle : celle de configuration réalisable et de configuration soutenable.

- Une configuration réalisable remplit deux conditions :
  - le marché est soldé, c'est-à-dire que l'offre couvre la demande, $q = \sum_j q^j$;
  - toutes les firmes sont profitables, $pq^j - c(q^j) \geq 0, \ \forall j$
- Une configuration réalisable sera soutenable si elle ne permet l'entrée des concurrents, autrement dit si l'entrée d'un concurrent potentiel n'est pas rentable. La soutenabilité exige trois conditions :
  - l'entrant potentiel anticipe que le prix pratiqué par la firme en place ne sera pas modifié après son entrée ;
  - il envisage de proposer un prix p^e inférieur ou égal au prix p du monopole et de servir une quantité inférieure ou égale à la demande pour ce prix, $q^e(p^e)$;
  - l'entrant ne peut faire de profits avec son plan réalisable $\left(p^e, q^e\right)$, autrement dit $p^e q^e \leq C(q^e)$ pour tout $p^e \geq p$ et $q^e \leq q$.

« Puisque l'une des caractéristiques de l'équilibre est l'absence de nouvelles entrées, une configuration d'équilibre dans un marché parfaitement contestable ne doit pas offrir d'incitation à l'entrée. » (BAUMOL, PANZAR, WILLIG, [1986, p.342]). La configuration de l'industrie doit donc être soutenable pour être en équilibre dans le cadre d'un marché parfaitement contestable (M.P.C). Il existe une relation d'inclusion entre les marchés parfaitement contestables et les marchés concurrentiels. Les marchés concurrentiels sont des M.P.C. tandis que les M.P.C. ne sont pas nécessairement des marchés concurrentiels. Les M.P.C. généralisent donc les résultats propres aux marchés concurrentiels dans le cadre de la théorie néoclassique.

S'il existe plusieurs firmes dans une configuration soutenable, alors chacune de ces firmes fixe son prix au coût marginal et ne réalise donc aucun profit. Cette propriété se démontre en deux temps. D'une part, le prix ne peut être inférieur au coût marginal. S'il était possible pour un entrant de pratiquer un prix inférieur au coût marginal sans encourir de pertes, son entrée serait profitable et la soutenabilité de la configuration serait remise en cause. D'autre part, le prix ne peut pas être supérieur au coût marginal puisqu'il implique immédiatement une entrée profitable elle aussi incompatible avec la soutenabilité de la configuration.

Dans le cas mono-produit, il n'existe selon BAUMOL, PANZAR et WILLIG que deux configurations soutenables :

- plusieurs firmes produisent le bien et le prix est égal au coût marginal ;
- une seule firme produit le bien (monopole naturel) et pratique une tarification de type RAMSEY-BOITEUX. En effet, la soutenabilité exige que le monopole applique ce tarif puisqu'il s'agit du prix le plus faible qui garantisse sa solvabilité.

1.1.2.b. Le cas multiproduits

Si le modèle mono-produit proposé par BAUMOL, PANZAR et WILLIG permet, par sa simplicité, de saisir les notion de configuration réalisable et soutenable, sa portée est limitée pour analyser les firmes qui produisent plusieurs biens. Dans le cas du gaz naturel, une approche mono-produit peut sembler satisfaisante pour le segment transport, cependant, un gazoduc proposant différents types de services (ferme et interruptible) peut être considéré comme une firme multiproduits.

La notion de coût moyen n'est plus pertinente pour appréhender les firmes produisant une gamme de biens. En effet, au sein d'une même entreprise, les fonctions de coûts des différents produits ne sont pas indépendantes[136]. La notion de « coût moyen radial » permet de prendre en considération les liaisons entre fonctions de coûts. Au lieu de raisonner sur un produit, BAUMOL, PANZAR et WILLIG proposent de raisonner sur des paniers de produits composés selon des proportions fixes de marchandises.

[136] Cette considération renvoie à la notion de « produit fatal » dans la nomenclature de la Comptabilité Nationale.

Si on note q, le vecteur des productions multiples (représentant un panier de produit) et α un scalaire, le coût moyen homothétique (c'est dire le coût moyen radial tel que J. BENARD [1988, p9] le définit) sera décroissant si:

$$C(\alpha q) < \alpha C(q) \quad \forall \alpha > 1$$

autrement dit, si le coût engendré par la production d'une variation homothétique du panier de référence est inférieur à la variation homothétique du coût de production du panier de référence.

La production de plusieurs produits implique l'analyse d'une autre caractéristique des fonctions de coûts : la convexité transversale. Cette condition implique l'existence une liaison linéaire (dont les coefficients sont positifs) entre les quantités produites telle que la fonction de coût soit convexe dans la section transversale choisie. La convexité transversale traduit la complémentarité technique des outputs joints. Une fonction de coût sera transversalement convexe si elle vérifie, pour tous les produits considérés par paires, la condition suivante:

$$C\left(\beta q_1, (1-\beta) q_2\right) < \beta C(q_1) + (1-\beta) C(q_2)$$

avec $0 < \beta < 1$. Une fonction de coût transversalement convexe signifie l'existence d'économies d'envergure (ou encore économie de gamme). Ces économies sont directement liées à la multiplicité des outputs produits.

En définitive, dans le cas multiproduits, une fonction de coût sous-additive vérifiera les deux caractéristiques suivantes :

- un coût moyen radial décroissant ;
- une convexité transversale

Ces deux caractéristiques définissent des conditions suffisantes (mais non nécessaires) pour qu'une fonction de coût multiproduits soit sous-additive.

Dans le cas multiproduits, un monopole pratiquant une tarification de type RAMSEY-BOITEUX est une configuration soutenable. En effet, doté d'une fonction de coût vérifiant les deux conditions précédentes, si les conditions d'un marché contestable parfait sont réunies, le monopole présentera les deux caractéristiques suivantes :

- il sera plus efficace que plusieurs firmes en raisons des économies d'envergure et des économies d'échelle homothétiques ce qui lui conférera le statut de « monopole naturel » ;

- il pratiquera les prix les plus bas qui garantissent son équilibre budgétaire (tarifs RAMSEY-BOITEUX) pour dissuader les entrants potentiels.

Ce théorème est appelé par BAUMOL, PANZAR et WILLIG « théorème de la main invisible faible » en référence à la « main invisible » d'A. SMITH. Dans le cadre des M.P.C., l'existence d'un monopole naturel non contraint sur ses tarifs est donc compatible avec un optimum de second rang.

1.1.3. Les limites de la théorie des marchés contestables

1.1.3.a. Les limites internes à la théorie

La théorie des marchés contestables repose sur des hypothèses très restrictives. Nous évoquerons ici les limites à la théorie que constituent les conditions d'existence d'un marché contestable.

- Ajustement par les prix ou par les quantités

BAUMOL, PANZAR et WILLIG supposent que les entrants proposent un prix plus faible que celui fixé par la firme en place, les quantités s'ajustant par le marché, la configuration est dite « soutenable par les prix ». Ce comportement tient à l'hypothèse qui veut que les entrants considèrent les prix de la firme en place comme fixes. Comme le fait remarquer J. BENARD [1988, p12], au delà du réalisme contestable d'une telle hypothèse, elle implique un équilibre oligopolistique « à la BERTRAND »[137], c'est à dire hautement instable.

Si l'on reprend les hypothèses de COURNOT, alors les entrants considèrent les quantités produites par le monopole comme données et ils font varier leur offre en laissant le marché déterminer les prix. Dans un cadre « à la COURNOT », on parlera d'une « configuration soutenable par les quantités ». Les propriétés de cette situation ont été analysées en 1983 par BROCK et SCHEINKMAN[138]. Dans ce cadre plus réaliste, les résultats de BAUMOL, PANZAR et WILLIG apparaissent nettement moins forts puisqu'un monopole naturel multiproduits soutenable par les quantités n'implique pas nécessairement un optimum de second rang[139].

[137] Cet équilibre proposé par le mathématicien Joseph BERTRAND en 1883 s'oppose à l'équilibre formulé par Augustin COURNOT en 1838.
[138] cités par J. BENARD [1988, p.12]
[139] Un monopole naturel mono-produit soutenable par les quantités vérifie l'optimum de second rand s'il est doté d'une fonction de coût moyen quasi-convexe.

- les subventions croisées

Une firme pratique des subventions croisées lorsqu'elle vend certains de ses produits à prix supérieur au coût que leur production a exigé afin de pourvoir vendre ses autres produits à un prix inférieur à leur coût de production. La notion de subvention croisée se comprend aisément à partir du concept de coût incrémental. Le coût incrémental d'un bien i produit par une firme proposant une gamme de n biens correspond au coût engendré par la production de ce seul bien. Sa valeur s'obtient donc par la différence entre le coût total de fourniture des n biens duquel il faut déduire, le coût de fourniture des n biens à l'exception du bien i. Le coût incrémental du bien i s'écrit alors :

$$CI_i(q_1,...,q_i,...,q_n) = C(q_1,...,q_i,...,q_n) - C(q_1,...,0,...,q_n)$$

Un produit s subventionnera un produit t, si :

$$p_s q_s > CI_s \text{ et } p_t q_t < CI_t .$$

La soutenabilité exclut toute subvention croisée dans la mesure où tout prix au-dessus du coût incrémental moyen offre une opportunité d'entrée profitable. Cependant, les prix RAMSEY-BOITEUX peuvent exiger la pratique de subventions croisées[140]. Cette incompatibilité éventuelle atténue également la portée de la théorie des marchés contestables.

1.1.3.b. Les hypothèses des marchés contestables et l'industrie du gaz naturel

Tout d'abord la soutenabilité n'exclut pas une attitude de prédation de la part d'entrant disposé à supporter des pertes le temps nécessaire de capturer le marché. Cette limite relevée dans le cas des télécommunications par CURIEN et GENSOLLEN [1987] s'applique également à l'industrie du gaz naturel.

Notre objectif ici est d'ébaucher une évaluation des divers segments de l'industrie gazière par rapport à la contestabilité. Au niveau de la production, la situation actuelle se caractérise en Europe par un oligopole dans lequel figurent les principales compagnies gazières. L'importance des coûts irrécupérables dans cette activité industrielle lourde n'est pas compatible avec l'hypothèse d'un marché contestable. En Amérique du Nord, en dépit d'un nombre relativement restreint de producteurs ; la diversité de ces derniers et le fait qu'aucun ne puisse influencer le marché permettent de qualifier la production de gaz comme étant concurrentielle. Les caractéristiques de la production aux Etats-Unis (un nombre élevé

[140] Ces subventions croisées ne constituent pas une atteinte à l'optimum mais de transferts optimaux. Sur cette question, J. BENARD [1988, p.14] renvoie aux auteurs suivants E. SHESHINSKI [1986, p. 1261] et D. BÖS [1986, p.194].

de puits de taille modeste) impliquent des investissements moins lourds qu'en Europe où l'exploitation des gisements difficiles d'accès est très capitalistique. En conséquence, les barrières à l'entrée sont moins élevées aux Etats-Unis qu'en Europe. Le marché du transport de gaz naturel n'est pas un marché contestable car les infrastructures lourdes constituent des barrières à l'entrée mais également des barrières à la sortie. A ce titre, on peut reprocher à la théorie des marchés contestables, à l'instar de W. SHEPHERD[141] [1984], de ne pas mieux expliciter la liaison entre coûts fixes d'une part et barrières à l'entrée et à la sortie d'autre part. L'hypothèse de l'absence de coût irrécupérable ne permet pas de totalement évacuer le rôle des coûts fixes. Certes cette hypothèse garantit à l'entrant qu'il ne sera pas pénalisé par ses investissements mais il reste désavantagé par rapport à la firme en place car ses coûts fixes sont répartis sur une clientèle plus réduite[142].

Dernier segment de l'industrie gazière susceptible de bénéficier d'un éclairage instructif par la théorie des marchés contestables, la fourniture de gaz au client final qui fait l'objet en Europe comme aux Etats-Unis d'une ouverture progressive. A ce niveau le marché peut être considéré comme contestable puisque dans un régime d'ATR, il n'existe pas (ou peu) de barrières à l'entrée comme à la sortie. En effet une firme désireuse de vendre du gaz pourra négocier un contrat d'approvisionnement avec un producteur, organiser le transport de son gaz sur le réseau d'un gazoduc moyennant le paiement d'une charge d'accès et vendre ce gaz à l'issue à l'utilisateur final sans avoir à investir dans une infrastructure lourde et spécifique. Le développement de la concurrence au niveau de la fourniture de gaz aux gros consommateurs en Amérique du Nord comme en Grande-Bretagne constitue une preuve de l'absence de barrières. Il semble donc que l'activité de vente de gaz aux utilisateurs finals puisse être considérée comme un marché contestable.

Pour que la concurrence puisse se développer au niveau de la fourniture de la molécule à l'utilisateur final, il est nécessaire que les entrants disposent d'un accès aux réseaux de transport et de distribution, et que les conditions de cette accès soient non discriminatoires. Dans le cas d'un réseau gazier, l'infrastructure est importante ce qui rend le marché du transport peu contestable. Le régulateur ne peut donc pas laisser les exploitants de réseaux fixer eux-mêmes leurs tarifs. BAUMOL et SIDAK [1994] proposent une règle qui, tout en conservant le cadre analytique des marchés contestables, permet d'établir les tarifs du monopole de façon optimale.

[141] cité par M. RAINELLI [1993, p.72]
[142] à moins de supposer que l'entrant capte instantanément toute la demande, ce qui paraît peu vraisemblable.

1.2. La règle ECP

1.2.1. Définition

Dans un article de 1994, BAUMOL et SIDAK se proposent de définir le tarif optimal que le régulateur doit faire appliquer à une compagnie de transport ferroviaire en situation de monopole sur une portion AB du réseau pour qu'il ouvre son réseau à des concurrents disposant d'un réseau BC et souhaitant relier A à C. L'entrant et le monopole disposent tous les deux d'une portion BC, l'ouverture de l'accès à la portion AB permet à l'entrant de concurrencer la firme en place sur la liaison AC. Cette approche peut être appliquée dans le cas du gaz. En effet, les fournisseurs indépendants se fournissent en gaz auprès des producteurs ou des négociants qui se situent au départ du réseau de transport, ils vendent ce gaz à leurs clients situés à l'autre extrémité du réseau. Si le monopole exploitant du réseau de transport est lui-même fournisseur des utilisateurs finals (cas britannique jusqu'en 1997), il doit ouvrir son réseau à ses concurrents. Nous présentons ici une transposition du modèle de BAUMOL et SIDAK[143] au cas du gaz naturel.

1.2.1.a. Les hypothèses du modèle

La fourniture d'un 1 m^3 de gaz par l'entrant nécessite une capacité de $1m^3$ sur le réseau de transport. BAUMOL et SIDAK supposent l'absence d'externalités de réseau. Autrement dit, en reprenant la dichotomie proposée CRETI et PERROT [1997, p.50] sur les externalités d'offre et de demande, BAUMOL et SIDAK[144] négligent d'une part l'effet de club (qui traduit l'avantage qu'il y a un rejoindre un réseau dense) et d'autre part l'effet de la taille de l'infrastructure sur la satisfaction que retire un utilisateur du réseau. Le modèle considère un seul entrant qui souhaite concurrencer le monopole au niveau de la fourniture de gaz naturel aux utilisateurs finals. Le gaz fourni par le monopole est évidemment identique à celui de l'entrant, il y a donc parfaite substituabilité. Les notations sont les suivantes :

- q_g^m et q_t^m : respectivement les volumes de gaz fournis par le monopole et les volumes de gaz transportés par le transporteur pour son propre compte ;
- q_g^e et q_t^e : respectivement les volumes de gaz fournis par les entrants et les volumes de gaz transportés pour leur compte ;

[143] Dans cet article, BAUMOL et SIDAK applique aux télécommunications une démonstration faite en 1979 par WILLIG.

[144] Il est évident que dans le cas du gaz, et $q_g^e = q_t^e$ (une unité de gaz vendu implique une unité de gaz transportée), cependant pour la mise en place de l'expression de la charge d'accès une notation distincte est nécessaire.

- a : la charge d'accès payée par chaque entrant pour toute unité de gaz transitant sur le réseau du monopole ;
- $C^m(q_t, q_g)$: coût total du monopole pour le transport d'un volume q_t et la fourniture d'un volume q_g ;
- $C^g(q_g^e)$: coût total de l'entrant ;
- CI : désigne le coût incrémental total et CIM, le coût incrémental moyen;
- p : le prix de vente du gaz aux utilisateurs finals.

1.2.1.b. <u>Le modèle</u>

Le profit du monopole avant l'ouverture du marché, Π_1^m, est constitué des recettes qui dépendent du prix de vente et des volumes demandés desquels il faut soustraire les coûts d'approvisionnement et de transport:

$$\Pi_1^m = p.q - C^m(q_g, q_t)$$

Après l'ouverture du marché le profit Π_2^m dépend des quantités de gaz vendues par le monopole, quantités qui impliquent des achats de volumes équivalents. Au profit provenant de la fourniture de la molécule, il faut ajouter la charge d'accès acquittée par l'entrant. Les coûts de transport ne changent pas puisque le monopole transporte l'intégralité du gaz vendu sur le marché aval.

$$\Pi_2^m = p.q_g^m + aq_e^g - C^m(q_g^m, q_t^m + q_t^e)$$

Le profit du monopole sera inchangé après l'entrée de concurrents sur le marché aval si $\Pi_1^m = \Pi_2^m$.Or,

$$\Pi_1^m - \Pi_2^m = (q_g - q_g^m)p - aq_g^e - \left(C^m(q_g, q_t) - C^m(q_g^m, q_t^m + q_t^e)\right)$$

On remarque ici que $C^m(q_g, q_t) - C^m(q_g^m, q_t^m + q_t^e)$ correspond au coût incrémental de la vente d'une quantité q_e^g de gaz par les entrants car le monopole, dans la configuration initiale, fournissait toute la demande et ne transportait du gaz que pour lui-même ($q_g = q_g^m + q_g^e$ et $q_t = q_t^m + q_t^e$). Si on note $CI^m(q_g^e)$, ce coût incrémental, on a

$$CI^m(q_g^e) = C^m(q_g^m + q_g^e, q_t^m + q_t^e) - C_m(q_g^m, q_t^m + q_t^e)$$
$$CI_m(q_g^e) = C^m(q_g, q_t) - C^m(q_g^m, q_t^m + q_t^e)$$

$$\Pi_1^m - \Pi_2^m = pq_g^e - aq_g^e + CI^m(q_g^e)$$

$$\Pi_1^m - \Pi_2^m = \left(p - a - CIM(q_g^e)\right)q_g^e$$

La charge d'accès qui maintient le profit du monopole sera donc celle qui annule la différence $\Pi_1^m - \Pi_2^m$.

$$\boxed{a = p - CIM^m(q_g^e)} \tag{4.1}$$

Le coût incrémental global supporté par le monopole en raison de la vente de gaz par l'entrant peut s'écrire :

$$CI^m(q_g^e, q_t^e) = C^m(q_g^m + q_g^e, q_t^m + q_t^e) - C^m(q_g^m, q_t^m)$$

Ce coût incrémental peut se décomposer en deux éléments, le coût incrémental du transport de q_e^t unités de gaz pour le compte de l'entrant et le coût incrémental lié à la vente de q_e^g unités de gaz par les entrants:

$$CI^m(q_g^e, q_t^e) = CI^m(q_g^e) + CI^m(q_t^e)$$

avec : $$CI^m(q_t^e) = C^m(q_g^m + q_g^e, q_t^m + q_t^e) - C^m(q_g^m + q_g^e, q_t^m)$$

Dès lors le coût incrémental provoqué par la vente de gaz par l'entrant peut s'exprimer comme la différence entre le coût incrémental global lié à présence de l'entrant et le coût incrémental du transport du gaz de l'entrant,

$$CI^m(q_g^e) = CI^m(q_g^e, q_t^e) - CI^m(q_t^e)$$

ce qui signifie en termes de coût incrémental moyen :

$$CIM^m(q_g^e) = CIM^m(q_g^e, q_t^e) - CIM^m(q_t^e)$$

La charge d'accès telle qu'elle est définie par la relation (5-1) peut donc se réécrire :

$$\boxed{a = CIM^m(q_t^e) + p - CIM^m(q_g^e, q_t^e)} \tag{4.2}$$

La charge d'accès doit être égale[145] au coût incrémental moyen lié à la présence des entrants sur le réseau ($CIM^m(q_t^e)$) auquel il faut ajouté le coût d'opportunité supporté par le monopole du fait de la présence des entrants ($p - CIM^m(q_g^e, q_t^e)$), c'est à dire le profit moyen auquel il doit renoncer.

1.2.1.c. <u>Les propriétés d'un tarif calculé selon l'ECPR</u>

Dans leur article de 1994, BAUMOL et SIDAK montrent que l'ECPR obéit à deux principes fondamentaux.

- <u>L'indifférence ;</u>

C'est ce principe qui nous a permis d'établir de manière formelle la structure de la charge d'accès définie selon l'ECPR. En effet, la charge d'accès de la relation (4.2) est celle qui égalise le profit du monopole lorsqu'il intervient seul sur le marché aval à celui qui résulte de l'entrée de concurrents sur ce marché aval. Le monopole chargé du transport est indifférent à cette entrée puisque ces profits sont identiques. La perte enregistrée au niveau de la vente de la molécule est compensée par le gain issu de l'accès des entrants au réseau.

- <u>L'efficacité ;</u>

La règle ECPR vérifie le principe d'efficacité productive dans la mesure où elle « sélectionne » les entrants les plus efficaces. Autrement dit, si le prix de l'accès au réseau est déterminé selon l'ECPR, seuls les concurrents efficaces (c'est à dire capable d'obtenir des coûts d'approvisionnements en gaz au moins égaux à ceux du monopole) entreront sur le marché. Ce principe se démontre assez simplement.

Considérons le profit d'un entrant :

$$\Pi^e = p.q_g^e - c(q_g^e) - aq_g^e$$

En reprenant la charge d'accès telle qu'elle est définie par la relation (5-1), ce profit s'écrit :

$$\Pi^e = CIM^m(q_g^e)q_g^e - c(q_g^e)$$
$$\Pi^e = \left[CIM^m(q_g^e) - CIM^e(q_g^e)\right]q_g^e$$

[145] « optimal input price = the input direct per-unit incremental cost + the opportunity cost to the input supplier of the sale of a unit of input » (BAUMOL, SIDAK [1994 , p.178]).

Dès lors, $\Pi_e \geq 0$ si

$$\boxed{CIM^m(q_g^e) \geq CIM^e(q_g^e)} \tag{4.3}$$

car que le coût moyen de l'entrant est équivalent à son coût incrémental moyen[146]. Le profit de l'entrant sera positif si son coût incrémental de la fourniture d'une quantité q_e^g de gaz est inférieur à celui que supporterait le monopole pour vendre cette même quantité. Seuls les concurrents potentiels vérifiant la relation (5-3) entreront sur le marché. La règle ECP garantit donc des entrées efficaces.

1.2.2. Ses limites générales

LAFFONT et TIROLE [1994, p.29] relèvent les hypothèses implicites du modèle de BAUMOL : l'entrant ne dispose d'aucun pouvoir de monopole sur le marché aval ; le gaz fourni par le monopole est parfaitement substituable à celui fourni par l'entrant ; les rendements de la fourniture de gaz sont constants ; les coûts de production du bien final (coût de fourniture en gaz naturel) du monopole sont parfaitement observables[147] ; le gaz est vendu par le monopole à son coût marginal. Parmi ces cinq conditions, nous reviendrons sur les deux dernières qui constituent les points principaux sur lesquels portent les critiques[148] adressées par, entre autres, LAFFONT et TIROLE ainsi qu'ECONOMIDES et WHITE [1995]. D'autres auteurs comme ARMSTRONG, COWAN et VICKERS [1997, p. 152] sont plus nuancés puisqu'ils estiment que l'ECPR peut s'avérer souhaitable si certaines conditions concernant le marché aval sont remplies (principalement un prix final réglementé) . Au-delà d'une critique externe portant sur les hypothèses, nous ajouterons une limite interne au raisonnement fondant l'ECPR.

1.2.2.a. La parfaite substituabilité

Le produit final offert par le monopole et celui offert par l'entrant doivent être parfaitement substituables. Si cette condition n'est pas respectée, le principe d'efficacité ne tient plus. Si l'entrant a la possibilité de différencier son produit final de celui du monopole, il dispose alors d'un pouvoir de monopole relatif puisque la demande qui lui est adressée est

---

[146] $cim(q_g^e) = \left(c(q_g^e) - c(q_g^e - q_g^e)\right) \Big/ q_g^e = c(q_g^e) \Big/ q_g^e = CM^e(q_g^e)$

[147] Le régulateur doit être parfaitement informé sur la répartition des coûts du monopole. Dans le cas contraire, le monopole risque de transférer une partie de ses coûts enregistrés sur la vente de molécule sur ceux de son activité de transport afin de bénéficier d'une charge d'accès plus élevée et ainsi évincer certains concurrents (« *This higher access fee will again deter some efficient rivals* », ECONOMIDES et WHITE [1995, p.17]).

[148] LAFFONT et TIROLE [1994, p.29] vont jusqu'à montrer que la règle ECP n'est jamais pertinente même lorsque les 5 hypothèses sont validées. En effet, si les entrants sont plus efficaces que le monopole, alors le monopole ne devrait fournir que l'accès au réseau et tarifer ce dernier au coût marginal ou selon la règle RAMSEY-BOITEUX si les transferts ne sont pas possibles. S'ils sont moins efficaces, le monopole continue à servir l'ensemble de la demande de produit final.

légèrement différente de celle servie par le monopole. Comme le notent ECONOMIDES et WHITE [1995, p.14], cette différence remet en question le principe d'efficacité puisque les coûts moyens (ou les coûts incrémentaux) de production de biens différenciés ne sont plus comparables. Si le bien fourni par l'entrant n'est pas parfaitement substituable à celui proposé par le monopole, une unité de gaz transportée pour le compte de l'entrant correspond à moins d'une unité vendue sur le marché aval. Le coût d'opportunité supporté par le monopole et le volume d'accès laissé à l'entrant sont donc liés par un facteur inférieur à 1, qui dépendra de l'élasticité croisée liant le bien fourni par l'entrant et celui produit par le monopole. Dans la situation extrême où les biens ne sont absolument pas substituables (c'est-à-dire avec une élasticité croisée nulle), le coût d'opportunité sera nul et la charge d'accès doit être fixé au coût incrémental moyen (ou au coût marginal si les rendements sont non croissants).

Dans les situations intermédiaires, la charge d'accès devra se situer entre le coût moyen et la valeur définie par l'ECPR. En cas d'imparfaite substituabilité, une charge d'accès calculée selon la règle ECP entravera l'efficacité productive puisque l'entrée d'un concurrent moins efficace que le monopole peut s'avérer rentable. Dans le cas du gaz naturel, la parfaite substituabilité peut être retenue puisqu'au niveau de l'utilisateur final, la molécule de gaz a le même usage quel que soit le fournisseur.

1.2.2.b. le prix pratiqué par le monopole sur le marché final doit égal au coût marginal de la fourniture

La dernière hypothèse constitue une des principales critiques adressées à la règle ECP. En effet, le principe d'indifférence stipule que les profits du monopole seront inchangés. Si le prix qu'il pratique sur le marché aval octroyait au monopole une rente avant l'entrée du concurrent, l'application de la règle ECP pour fixer la charge d'accès maintiendrait cette rente. L'ECPR n'améliore donc pas l'efficacité allocative si le prix sur le marché aval n'est pas au fixé au minimum, c'est-à-dire au coût marginal d'approvisionnement ou de production. Si l'ouverture du réseau exploité par la firme en place est la condition nécessaire à l'instauration d'une concurrence (même potentielle), il n'y a aucune raison pour que la firme en place pratique un prix égal au coût marginal sur le marché aval avant l'instauration de l'ATR. Si le monopole n'est pas réglementé sur ses tarifs de vente aux utilisateurs finals, l'entrée d'un concurrent moins efficace est souhaitable au niveau du surplus collectif. Pour qu'une telle entrée soit possible, il est nécessaire que la charge d'accès ne soit pas fixée selon la règle ECP.

ECONOMIDES et WHITE [1995, p. 8] montrent que, dans le cas d'un duopole à la BERTRAND et dans celui d'un duopole à la COURNOT, le coût social d'une production moins efficace peut être compensée par un gain en terme de bien-être collectif. Leur démonstration se fonde sur le calcul de la variation du surplus social à laquelle ils ajoutent la perte d'efficacité liée à l'entrée d'un concurrent moins efficace que la firme en place mesurée par le différentiel de coût multiplié par la part de marché de l'entrant. L'effet net ainsi calculé peut s'avérer positif selon les hypothèses faites sur la fonction de demande[149] si l'accès est tarifé à son coût marginal et si le prix pratiqué par la firme en place sur le marché aval avant l'entrée est son prix de monopole. Leur approche ne peut s'appliquer directement au cas du transport de gaz car il est impossible d'envisager comme ils le font une tarification de l'accès au coût marginal en l'absence de transferts gouvernementaux si les rendements d'échelle sont croissants. Les développements de la section 3 à partir d'un modèle de duopole nous permettront d'approfondir l'analyse de la liaison entre le niveau de la charge d'accès et l'efficacité de l'entrant.

1.2.2.c. La remise en cause du principe d'efficacité

Comme nous l'avons évoqué au paragraphe précédent, l'exclusion d'entrants moins efficaces n'est pas nécessairement souhaitable du point de vue d'un régulateur soucieux du bien-être collectif. ECONOMIDES et WHITE [1995, p.14] démontrent que les bénéfices attendus en matière de bien-être collectif provoqués par l'entrée d'un concurrent plus efficace peuvent être atténués par l'application de l'ECPR. Si l'entrant est plus efficace que le monopole dans ses approvisionnements en gaz, il aura tendance à servir toute la demande. Le monopole sera donc contraint d'abandonner sa fonction de vente à l'utilisateur final pour n'être qu'un transporteur. Dans ce contexte, si l'ECPR est appliquée, le monopole maintiendra le niveau de ses bénéfices via la charge d'accès qu'il fera payer à l'entrant. Le prix final pratiqué par l'entrant qui inclut nécessairement la charge d'accès sera donc plus élevé que si la charge d'accès était déterminée par rapport au coût de transport (par une tarification de type RAMSEY-BOITEUX par exemple).

Bien qu'elle soulève un nombre important de réserves chez les économistes, l'ECPR est appliquée dans le secteur des télécommunications en Nouvelle-Zélande où elle fut la cause d'une bataille légale entre l'entrant (*Clear Communications*) et le monopole en place (*Telecom New Zealand*). L'entrant estimait que l'application de la règle ECP par TNZ constituait un abus de position dominante. Une premier niveau de jugement (la « final court »

[149] Plus précisément, l'effet net sera positif pour certaines valeurs de l'élasticité-prix de la demande.

de Nouvelle-Zélande) a statué que le remboursement du coût d'opportunité supporté par la firme en place du fait de la présence de l'entrant sur le marché final était justifié (ARMSTRONG – DOYLE [1995, p.10]). Sur le fait que l'existence de rente de monopole atténuait la validité de la règle proposée par BAUMOL et WILLIG, LE niveau de juridiction supérieur (Le *« Privy Council »* au Royaume-Uni[150]) a estimé que la question des rentes de monopole n'avait aucun rapport avec l'efficacité de la règle ECP[151].

1.3. Conclusion

La règle ECP est séduisante par sa simplicité. En effet, il suffit que le régulateur détermine le niveau de la charge d'accès qui maintienne le profit de la firme en place pour permettre l'entrée de concurrents au moins aussi efficaces que la firme en place. Au-delà, de la règle en elle-même, les conditions qui garantissent son efficacité apparaissent comme restrictives. Le principe d'indifférence attaché à la règle ECP garantit à la firme en place des profits égaux à ceux qui précédaient l'ouverture des marchés. La charge d'accès définie selon cette règle incorpore donc l'écart entre le coût marginal d'approvisionnement et le prix de vente aux utilisateurs finals existant avant l'ouverture du marché. Même si le prix pratiqué par la firme en place avant l'ouverture correspond à son coût marginal d'approvisionnement, une charge d'accès calculée selon la règle ECP prive les utilisateurs finaux des bénéfices liés à l'entrée de concurrents plus efficaces que la firme en place, ce qui contredit le principe d'efficacité allocative.

L'évaluation de l'élément clé de la tarification ECP, le coût d'opportunité supporté par la firme en place du fait de la présence d'entrants en aval, apparaît donc comme une tâche complexe pour le régulateur. La question à laquelle ce dernier doit répondre pour procéder à cette évaluation est la suivante : la demande adressée aux entrants est-elle uniquement constituée d'une partie de la demande autrefois adressée à la firme en place ou, au contraire, les entrants sont-ils parvenus à générer leur propre demande ? Lors de la détermination des tarifs de l'accès par le régulateur, le monopole aura intérêt à surévaluer sa perte en termes de clients afin d'accroître le coût d'opportunité intégré dans la charge d'accès.

L'ECPR présente donc des limites qui la rendent difficilement applicable pour fixer les tarifs de l'accès des tiers au réseau dans le cas du gaz naturel. Si les réseaux sont saturés avant l'ouverture, l'hypothèse de constance du prix final retenue par BAUMOL et SIDAK dans

[150] Les liens historiques entre la Nouvelle-Zélande et l'Angleterre explique la localisation de cette juridiction.
[151] Puisque comme nous l'avons vu au début de la section, l'ECPR garantit l'entrée de concurrents plus efficace quel que soit le prix sur le marché final.

le cadre des marchés contestables est pertinente. En revanche si les réseaux ne sont pas saturés et qu'il est possible d'accroître les quantités offertes aux utilisateurs finals, le calcul du coût d'opportunité supporté par la firme en place est délicat. Le rôle du prix final du gaz (et par conséquent de la demande des utilisateurs finals) apparaît donc comme déterminant dans la définition de l'élément qui sépare le prix de l'accès au réseau du coût marginal de transport. La section suivante, sur la base d'un modèle proposé par ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS va nous permettre de préciser la nature de cet élément qui est défini comme un coût d'opportunité dans le modèle de BAUMOL et SIDAK.

Section 2 Réglementation de la charge d'accès et du prix sur le marché aval

Le cadre d'analyse retenu par ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS permet de rapprocher l'approche de BAUMOL et WILLIG des préceptes de la tarification RAMSEY-BOITEUX. Nous présenterons les hypothèses puis la démonstration[152] de ce modèle dont la structure industrielle correspond à celle de la distribution du gaz à l'utilisateur final. ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS proposent un cadre simple qui permet une comparaison d'une structure tarifaire de type RAMSEY-BOITEUX avec le modèle de l'ECP dont nous avons envisagé la portée et les limites à la section précédente.

2.1. Le modèle d'ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS

2.1.1. Les hypothèses

Comme précédemment, la firme en place assure le transport du gaz sur son réseau et vend du gaz aux utilisateurs finals. Soit $C^m(q^m, q^e)$ la fonction de coût du monopole avec $\frac{\partial C^m(q^m, q^e)}{\partial q^m} = c^m$ et $\frac{\partial C^m(q^m, q^e)}{\partial q^e} = c^t$. L'entrant s'approvisionne en gaz et ne supporte pas de coûts fixes. Sa fonction de coût est donc $C^e(q^e)$ avec $\frac{\partial C^e(q^e)}{\partial q^e} = c^e$. La firme en place sert la demande résiduelle. L'entrant est price-taker, son objectif est donc de maximiser son profit en jouant sur sa marge $g = p - a$ où p représente le prix payé par l'utilisateur final et a la charge d'accès acquittée par l'entrant.

Pour fournir une quantité q_e, l'entrant supporte donc un coût total de $aq^e + C^e(q^e)$. Son profit maximum peut alors s'écrire en fonction de la marge :

$$\Pi_e(g) = \max_{q_e \geq 0} \left\{ gq^e - C^e(q^e) \right\}$$

$\hat{q}^e(g)$ est la quantité de gaz fournie par l'entrant qui maximise le profit compte tenu de la marge dont il bénéficie.

[152] DAVID et MIRABEL [1997, pp.408-438]

Le théorème enveloppe nous permet de lier les fonctions $\pi_e(m)$ et $q_e(g)$.

$$\frac{d\Pi^e\left(g, q^e(g)\right)}{dg} = \frac{\partial \Pi^e}{\partial g} + \frac{\partial \Pi^e}{\partial q^e}\frac{\partial q^e}{\partial g}.$$

Or, au point $q^e(g) = \hat{q}^e(g)$, $\frac{\partial \Pi^e}{\partial q^e}\frac{\partial q^e}{\partial g} = 0$, donc $\frac{d\Pi^e\left(g, q^e(g)\right)}{dg} = q^e(g)$. ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS supposent dans ce modèle que les conditions du marché sont telles que $q^e(g) < q(p)$ où q(p) représente la demande globale des utilisateurs finals. Le surplus du consommateur est défini par v(p) tel que $\frac{dv(p)}{dp} = -q(p)$.La demande servie par la firme en place étant $q^m = q - q^e$, le profit du monopole s'écrira alors :

$$\Pi^m(p, g) = pq(p) - gq^e - C^m(q^m, q^e)$$

Le surplus global considéré par le régulateur est ici la somme non pondérée du surplus du consommateur, du profit de la firme en place et du profit de l'entrant :

$$W(p) = v(p) + \Pi^m(p, g) + \Pi^e(g)$$

Nous allons considérer successivement deux situations afin de les comparer en termes de bien-être collectif: une dans laquelle le régulateur fixe simultanément la charge d'accès et le prix du gaz en aval et l'autre dans laquelle il n'intervient que sur la charge d'accès. Etant donné, le rôle du prix final lorsque la firme réglementée est intégrée verticalement, le régulateur dispose de deux solutions pour intervenir sur la charge d'accès. Soit il considère que la charge d'accès doit être réglementée de façon indépendante du prix final, soit, il la considère, avec le prix final du gaz, comme un instrument permettant de se rapprocher de l'optimum collectif. Afin de mettre en évidence les différences entre ces deux approches, nous envisageons dans un premier temps le cas où le régulateur intervient simultanément sur le prix final du gaz et la charge d'accès au réseau et dans un second temps le cas où le prix final est donné de façon exogène.

2.1.2. Fixation par le régulateur de la charge d'accès et du prix du gaz

La maximisation par rapport à p et g du surplus global auquel on intègre une contrainte de profit non négatif nous permet de définir le prix final du gaz et la charge d'accès optimaux. Le lagrangien de cette maximisation sera donc :

$$L(p,g) = W(p) + \lambda \Pi^m(p,g)$$

Les conditions de premier ordre de cette maximisation[153] nous donne deux relations:

$$\frac{p - c^m}{p} = \frac{\theta}{\eta_{q/p}} \tag{4.4}$$

$$\frac{g - (c^m - c^t)}{g} = -\frac{\theta}{\eta_{q/g}} \tag{4.5}$$

où $\theta = \frac{\lambda}{1+\lambda}$, $\eta_{q/g}$ l'élasticité-prix de la demande $\eta_{q/g} = -\frac{\partial q(p)}{\partial p}\frac{p}{q(p)}$ et $\eta_{q/g}$ l'élasticité de la demande servie par l'entrant par rapport à la marge $\eta_{q/g} = \frac{\partial q^e(g)}{\partial g}\frac{g}{q^e(g)}$.

Si la contrainte de profit n'est pas saturée (c'est-à-dire si $\lambda = 0$), alors les prix optimaux du gaz vendus à l'utilisateur final et de la charge d'accès sont donnés par les coûts marginaux, autrement dit $p = c^m$ et $a = c^t$. Ces deux prix réalisent un optimum social de premier rang. Cependant, comme nous avons déjà eu l'occasion de le montrer, l'activité de transport présente des rendements d'échelle croissants. Dès lors, l'indice de LERNER de l'accès et de la fourniture de gaz à l'utilisateur final est positif (relations (4.4) et (4.5)).

La relation (4.5) nous permet d'écrire $\left(c^m - c^t\right) - \left(p - a\right) > 0$ et d'en déduire $p - \left(c^m - c^t\right) < a$. La relation (4.4) nous donne $p - c^m > 0$ qui implique $p - \left(c^m - c^t\right) > c^t$. Ces deux inégalités nous permettent d'affirmer que :

$$a > p - \left(c^m - c^t\right) > c^t \tag{4.6}$$

Ainsi, si la firme en place a des rendements d'échelle croissants, il est optimal (avec un prix uniforme et l'absence de transferts) que la charge d'accès (a) soit supérieure au coût marginal de fourniture de l'accès à l'entrant (c^t).

Si les niveaux du prix du bien final (la molécule de gaz) et de la charge d'accès sont choisis simultanément par la tutelle pour maximiser le bien-être collectif, alors les tarifs ont une structure RAMSEY-BOITEUX. Dans ce cas, ce sont les clients captifs qui paient le prix le plus élevé[154]. Cependant, la détermination concomitante de la charge d'accès et du prix sur le

[153] La démonstration de la règle de RAMSEY a été présentée au cours du chapitre 3.
[154] Ce qui soulève bien évidemment des problèmes en termes d'équité (surtout si le bien tarifé est un bien de première nécessité ou s'il n'a pas de substitut).

marché aval par le régulateur est rare. En effet, comme nous avons pu le relever lors de la première partie, l'objectif des régulateurs en charge des industries gazières en Grande-Bretagne comme aux Etats-Unis est la promotion de la concurrence sur le marché aval. Il est donc peu probable qu'il décide de réglementer le prix sur le marché aval simultanément à la détermination de la charge d'accès.

2.1.3. Fixation de la charge d'accès

Le prix p du gaz est d'abord fixé et imposé à la firme en place (la quantité totale demandée q(p) est par conséquent elle aussi fixée) ; puis, dans un deuxième temps, le niveau de la charge d'accès est déterminé par le régulateur pour maximiser le bien-être collectif, le prix du gaz étant donné. Dans ce cas, la charge d'accès devient (en supposant que la firme en place ne fait pas de pertes avec cette charge d'accès) à partir des relations ((4.4) et (4.5)).

$$\boxed{a = c^t + \left(p - c^m\right)} \tag{4.7}$$

Le modèle ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS permet un retour sur l'ECPR. En effet, ces trois auteurs envisagent le cas où la charge d'accès est fixée par le régulateur indépendamment du prix de vente du gaz. Cette hypothèse présente l'avantage de sortir des contraintes d'efficacité allocative. L'expression (4.7) correspond à la tarification ECPR telle que nous l'avons définie dans l'expression (4.2). Le premier terme du membre de droite est le coût marginal (direct) de fourniture de l'accès au réseau à l'entrant et à elle-même et le second terme est le profit marginal que ferait la firme en place si elle offrait le produit final elle-même : c'est donc le coût d'opportunité (marginal) supporté par la firme en place lié à la fourniture d'une unité d'accès pour l'entrant.

L'expression (4.7) implique une règle simple : l'écart entre le prix de vente à l'utilisateur final et la charge d'accès $(p - a)$ doit être égal à $(c^m - c^t)$. Si c^t est le coût marginal de fourniture d'une unité d'accès (a elle-même et à l'entrant), alors $(c^m - c^t)$ est le coût marginal supporté par la firme en place dans l'activité concurrentielle. Dans ce cas, l'ECPR implique que la différence entre le prix du produit final et la charge d'accès soit égale au coût marginal supporté par la firme en place dans l'activité concurrentielle. Si on compare l'expression (4.7) à l'expression (4.6), on constate que la charge d'accès fixée selon une règle de RAMSEY-BOITEUX sera supérieure à la charge d'accès issue de l'application de la règle ECP. La charge d'accès fixée selon la règle RAMSEY-BOITEUX permet au prix de vente du

gaz à l'utilisateur final d'être réduit par rapport au cas où la charge d'accès vérifie la règle ECP tout en réalisant l'équilibre budgétaire de la firme en place.

Enfin, il est possible de déterminer le niveau du prix sur le marché aval qui maximise le profit de la firme en place, il suffit de fixer $\theta = 1$ (faire tendre λ vers l'infini) dans la relation (4.5). Dans ce cas, la firme en place fixe p à un niveau supérieur et $g = p - a$ à un niveau inférieur par rapport à ceux requis par l'optimum social. En particulier, pour p fixé, en supposant que l'élasticité de l'offre du rival η_s est finie, la firme en place essaye d'accroître (a) au-dessus de son niveau optimal. D'où le besoin de contrôler les charges d'accès (de tels contrôles ne sont pas indispensables dans des marchés contestables en supposant que le prix du produit final est réglementé comme le suggère TIROLE [1994]). Dans ce cadre, l'hypothèse de fixation de la charge d'accès par le régulateur est pertinente dans la mesure où elle engendre un bénéfice pour la collectivité.

2.2. Comparaison de la règle de RAMSEY-BOITEUX avec l'ECPR : efficacité allocative versus efficacité productive

Le modèle d'ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS permet une comparaison des deux théories de tarification que nous avons considérées. L'attrait d'une tarification de type RAMSEY par rapport au tarif ECPR réside dans l'amélioration de l'efficacité allocative qu'il engendre au sein de l'économie. Ainsi, la fixation simultanée du niveau du tarif de transport et du prix du gaz (régime 1) améliore simultanément l'efficacité allocative (le prix du bien sur le marché aval est à son niveau optimal ainsi que la charge d'accès) et l'efficacité productive. Dans ce cadre, il peut être préférable pour la collectivité d'accroître le niveau d'efficacité allocative via la baisse des prix du gaz en faisant des sacrifices sur le degré d'efficacité productive via l'accroissement du niveau de la charge d'accès. Plus la charge d'accès est proche du coût marginal, plus les entrants sont incités à entrer. Ainsi en abaissant la charge d'accès, le régulateur a la possibilité de promouvoir l'efficacité productive en stimulant la concurrence. La fixation de la charge d'accès et du prix final de façon concomitante octroie au régulateur le pouvoir d'arbitrer entre efficacité allocative et efficacité productive.

Cet arbitrage n'est pas possible dans un cadre réglementaire où le régulateur n'intervient que sur la charge d'accès puisque le niveau des prix est exogène et ne dépend pas du tarif d'accès ; ce régime ignore le fait que tout accroissement de la charge d'accès peut permettre une baisse des prix et de fait, une augmentation du niveau de satisfaction des

consommateurs. Le Tableau 4-1 ci-dessous synthétise la comparaison des deux régimes envisagés.

Tableau 4-1 Comparaison en termes d'efficacité allocative et productive des différents degrés d'intervention du régulateur

	Maximisation du bien-être via la fixation simultanée de (p) et (a)	*Maximisation du bien-être via la fixation de (a)*
Niveau de la charge d'accès au réseau (a)	Tarif RAMSEY-BOITEUX a_1	Tarif ECPR a_2
	$a_1 > a_2$	
Niveau du prix du gaz (p)	Tarif RAMSEY-BOITEUX p_1	p_2 exogène
	$p_1 < p_2$	
Critères d'efficacité	**Améliore l'efficacité productive et allocative**	**Améliore l'efficacité productive**

Ainsi, la réglementation optimale devrait, du point de vue du régulateur, porter sur la charge d'accès et sur les prix ; puisque le profit du monopole est croissant en p et a, tout accroissement de a permet naturellement une baisse de p. Ainsi, si le régulateur intègre dans ses décisions le bien-être des consommateurs, il doit prendre en considération cet arbitrage et établir la charge d'accès à un niveau plus élevé que le niveau engendré par la règle ECPR (relation (4.7)). D'après les relations (4.4) et (4.5), le choix précis du niveau de la charge d'accès doit dépendre de deux facteurs :

- il doit d'abord dépendre du bénéfice qu'engendre toute baisse du prix du gaz pour les consommateurs (bénéfice qui dépend de l'élasticité de la demande) et du gain collectif en terme d'efficacité allocative ;
- il doit enfin dépendre du niveau de préjudice qu'engendre tout accroissement de la charge d'accès pour l'entrant (préjudice qui dépend de l'élasticité de son offre) et de la diminution du degré d'efficacité productive. Dans cette perspective, les tarifs d'accès RAMSEY-BOITEUX qui résultent de l'optimisation du bien-être collectif (tout en permettant de maintenir la viabilité du monopole en place) participent au développement de l'efficacité allocative et productive et apparaissent collectivement préférables à la règle tarifaire ECP.

Si le régulateur n'intervient que sur la charge d'accès, cette dernière sera fixée conformément à l'ECPR; s'il intervient sur la charge d'accès et sur le prix du gaz livré, alors les tarifs qui en découlent sont de type RAMSEY. Dans ce cas, la relation inverse entre le prix du gaz livré et la charge d'accès conduit le régulateur à choisir entre efficacité allocative et efficacité productive sur la base de deux éléments; d'une part le gain en terme de bien-être collectif suscité par une baisse du prix du gaz livré et d'autre part le préjudice lié à l'accroissement de la charge d'accès. La fixation du prix final simultanément à celle de la charge d'accès ne nous paraît guère réaliste dans un contexte de déréglementation gazière. En effet, comme nous l'avons évoqué lors de l'étude des cas nord-américain et britannique, l'objectif du régulateur, qu'il soit explicite ou non, est d'instaurer une concurrence sur le marché aval qui entraîne une baisse du prix pour l'utilisateur final. Dans ce contexte, une réglementation portant sur le prix final du gaz semble peu probable, du moins une réglementation portant sur les prix pratiqués par la firme en place et le monopole[155].

2.3. Conclusion

Quel que soit modèle retenu, le principe d'un tarif d'accès supérieur au coût marginal ne souffre d'aucune contestation compte tenu des nos hypothèses sur l'absence de transferts et l'existence de rendements croissants dans l'activité de transport. Le tarif de type RAMSEY-BOITEUX est très exigeant en matière d'information tandis qu'apparemment, l'ECP ne nécessite que peu d'informations. Cependant ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS montrent que cette différence s'estompe si on relâche les hypothèses qui fondent l'ECPR. Ainsi, si la différenciation des produits, un coefficient technique différent de 1 (alors que nous avons supposé jusqu'à présent qu'un volume de gaz vendu nécessitait un volume de gaz transporté) et l'éventualité d'un contournement (*bypass*) sont introduits, il apparaît qu'une tarification basée sur l'ECP est aussi exigeante en termes d'informations que la tarification RAMSEY-BOITEUX. En outre, comme la tarification RAMSEY-BOITEUX, le calcul du coût d'opportunité inclus dans un tarif ECP fait intervenir les différentes élasticités.

L'alternative que propose le modèle d'ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS n'est finalement pas totalement satisfaisante pour l'analyse d'une industrie gazière en phase de restructuration. En effet, que ce soit dans le cas où le prix du gaz est fixé simultanément avec

[155] Le régulateur peut souhaiter contrôler le prix pratiqué par la firme en place afin de compenser l'avantage historique de cette dernière. C'est ainsi que les prix de vente pratiqués par *British Gas* à l'égard de la clientèle résidentielle et commerciale ont été contrôlés par un *price cap* jusqu'au moment où Ofgas a estimé la concurrence suffisante pour lever ce plafond (1999).

la charge d'accès ou dans celui où il est fixé indépendamment, ce dernier est supposé réglementé. Or, l'objectif des régulateurs gaziers est la promotion de la concurrence sur le secteur aval de l'industrie gazière, concurrence qui semble antinomique avec une réglementation qui contrôlerait le prix du gaz livré aux utilisateurs finals. Le modèle ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS nous a cependant permis de « sortir » la règle ECP du cadre des marchés contestables et de définir le niveau de la charge d'accès souhaitable dans un cadre idéal où elle serait fixée simultanément avec le prix final. Nous avons pu ainsi constater que cette charge d'accès est supérieure au coût marginal de transport (ce qui n'a rien de surprenant étant donné les rendements croissants qui caractérisent le transport gazier) mais qu'elle est également supérieure au tarif calculé selon la règle ECP. Outre le coût d'opportunité que la règle ECP fait ressortir, elle incorpore un élément supplémentaire que nous tenterons de préciser dans la prochaine section. La section 3 va nous permettre de prendre en compte pleinement en compte l'impact du prix final résultant de la confrontation de la firme en place avec des entrants. Considérant que le marché de la fourniture va s'ouvrir progressivement, l'oligopole nous semble la meilleure représentation de ce marché. Afin de simplifier notre approche, nous considérons un duopole ou la firme en place et un entrant se concurrence. Nous tenterons par cette approche de caractériser une charge d'accès optimale dans un contexte où le prix final du gaz est issu de la confrontation de la firme en place et d'un entrant sur le marché aval.

Section 3 Impact de la charge d'accès sur l'équilibre d'un duopole

Notre objectif est d'évaluer l'impact de la charge d'accès en matière de surplus dans le cadre d'un duopole. Il s'agit de déterminer l'influence de la charge d'accès sur les trois éléments constitutifs du surplus global : le profit d'une firme en place contrainte d'ouvrir son réseau, le profit de l'entrant et le surplus du consommateur. La résolution du duopole est envisagée d'une part lorsque la concurrence entre l'entrant et la firme en place s'effectue par les prix (duopole de BERTRAND) et d'autre part lorsque cette concurrence s'effectue par les quantités (duopole de COURNOT).

3.1. Les hypothèses générales

Nous considérons un jeu à deux étapes dans lequel le régulateur fixe d'abord la charge d'accès puis les firmes se concurrencent (par les prix et par les quantités) sur le marché aval. La résolution de ce jeu est récursive, nous considérons d'abord l'équilibre du duopole puis la détermination de la charge d'accès optimale par le régulateur.

Nous supposons ici une firme initialement en situation de monopole sur le transport et la fourniture de la molécule de gaz. Cette firme en place est contrainte par le régulateur d'ouvrir son réseau à un entrant[156]. La demande du marché $q(p)$ est telle que $dq(p)/dp < 0$. La firme en place comme l'entrant supporte des coûts marginaux de fourniture de gaz (coût d'approvisionnement auprès de producteur) constants (respectivement c^m et c^e pour le monopole et l'entrant). L'exploitation des gazoducs est caractérisée par des rendements d'échelle croissants attribuables à des coûts fixes (F) importants. La fonction de coût de l'entrant comprend donc son coût d'approvisionnement et la charge d'accès (a) qu'il doit acquitter auprès de la firme en place exploitant le gazoduc : $C^e(q^e) = q^e(c^e{}^2 + a)$. La fonction de coût de la firme en place conjugue le coût d'approvisionnement et le coût du transport : $C^m(q^m, q^e) = c^m q^m + (q^m + q^e)c^t + K$. La modélisation proposée suppose que le régulateur n'a pas contraint la firme en place à séparer totalement ses activités de transport de ses activités de négoce (absence de « unbundling »). Si tel était le cas, le problème serait équivalent à celui

[156] Une généralisation avec n entrants est possible, cependant elle complexifie le problème sans modifier sensiblement les résultats de l'analyse. En effet, l'entrant que nous considérons ici peut être considéré comme la représentation d'une frange concurrentielle dans laquelle plusieurs firmes se concurrencent.

traité dans le chapitre précédent : comment réglementer la tarification d'un bien fourni par un monopole naturel ?

Nous supposons également que le seuil de rentabilité de la firme en place est inférieur au prix de monopole de l'entrant. Lorsque la spécification des fonctions de demandes sera nécessaire, nous considérerons des demandes linéaires de la forme[157] : $q(p) = b - p$ où b représente le prix qui annule la demande. Nous supposons que ce prix est suffisamment élevé pour que, pour des charges d'accès raisonnables, il vérifie les inégalités suivantes : $b > c^m + a$ et $b > c^e + a$.

Nous supposons que l'ensemble des prix possibles après entrée se situent dans la zone des profits croissants de l'entrant et du monopole ainsi que dans la zone des profits croissants pour l'industrie prise dans son intégralité. Autrement dit, le prix résultant de la confrontation de la firme en place et du monopole ne peut être supérieur au prix de monopole de l'un ou de l'autre des protagonistes et ce, quelle que soit la charge d'accès fixé par le régulateur. Le surplus du consommateur en fonction du prix sur marché aval $v(p)$ est tel que $dv(p)/dp = -q(p)$.

3.2. Concurrence à la BERTRAND

Le duopole de Bertrand nécessite que la répartition de la demande entre les deux firmes soit déterminé de façon exogène au modèle[158]. Nous supposerons ici que la firme en place conserve une part de marché θ avec $0 < \theta \leq 1$ (l'entrant bénéficiant d'une part de marché $(1-\theta)$).

La demande de gaz par les utilisateurs finals adressée à la firme en place s'écrit donc :

$$q^m(p^m, p^e) = \begin{cases} q(p^m) & \text{si } p^m < p^e \\ \theta q(p^m) & \text{si } p^m = p^e \\ 0 & \text{si } p^m > p^e \end{cases}$$

et celle adressée l'entrant :

$$q^e(p^m, p^e) = \begin{cases} q(p^e) & \text{si } p^e < p^m \\ (1-\theta) q(p^e) & \text{si } p^e = p^m \\ 0 & \text{si } p^e > p^m \end{cases}$$

[157] Nous reprenons ici les fonctions de demande utilisées au cours du chapitre 3.
[158] C'est d'ailleurs la principale faiblesse de ce type d'approche.

où p^e représente le prix proposé par l'entrant, p^m celui proposé par la firme en place et $q(p)$ la demande globale.

3.2.1. Situation A : l'entrant est plus efficace que la firme en place

Les firmes fixent leur prix simultanément de façon non-coopérative. Autrement dit, chacune des firmes fixe son prix par rapport à son anticipation des prix des concurrents sans avoir pu les observer. L'équilibre de NASH en prix (appelé parfois équilibre de BERTRAND) est réalisé par l'ensemble des prix tels que chacune des firmes maximise son profit étant donné ses anticipations sur les prix des autres. Dans le cas de notre duopole où le monopole doit affronter la concurrence d'un entrant qui n'a pas le même coût d'approvisionnement.

3.2.1.a. Le prix d' équilibre

Nous nous plaçons dans cadre d'information complète, autrement dit, dans un contexte où chacune des deux firmes connaît le coût d'approvisionnement de l'autre. Nous supposons que l'entrant supporte un coût marginal d'approvisionnement (c^e) suffisamment bas par rapport à celui du monopole (c^e) pour que son coût marginal global ($(1-\theta)(c^e+a)$) soit inférieur à seuil de rentabilité du monopole. Dans ce cas, l'entrant a la possibilité de proposer un prix égal au seuil de rentabilité de cette dernière. S'il proposait un prix plus élevé, la firme en place aurait la possibilité de proposer un prix légèrement inférieur. Le prix le plus élevé que l'entrant peut proposer est donc le prix qui correspond au seuil de rentabilité de la firme en place que l'on notera $\underline{p}$ [159]. Le prix d'équilibre du duopole est donc défini par :

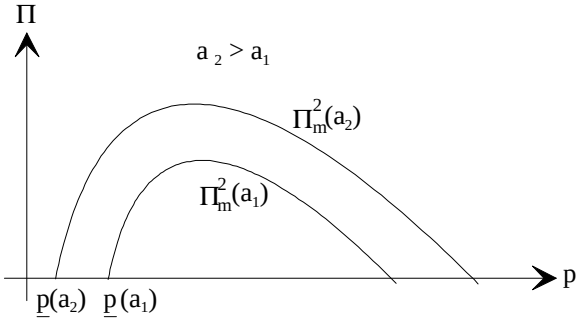
$$p^*(a) = \underline{p}(a) \tag{4.8}$$

Le profit de la firme en place après entrée s'écrit :

$$\Pi^m(p) = q(p)\left[\theta\left(p - c^m - c^t\right) + (1-\theta)\left(a - c^t\right)\right] - K \tag{4.9}$$

[159] Le profit étant une fonction concave par rapport au prix, il existe deux prix qui annulent le profit et entre les quels ce dernier est positif. : $\underline{p}$ et $\overline{p}$.

Figure 4-3



Cette propriété se vérifie assez simplement en considérant une fonction de demande linéaire du type $q(p) = b - p$. En effet, le profit du monopole décrit par la relation (4.9) devient :

$$\Pi^m = -\theta p^2 + p\left(\theta b - A(a)\right) + bA(a) - K$$

avec $A(a) = (1-\theta)a - \theta c^m - c^t$.

Le plus petite valeur qui annule le profit s'écrit :

$$\underline{p}(a) = \frac{1}{2}\frac{b\theta - A(a) - \sqrt{\left(A(a)+b\theta\right)^2 - 4K\theta}}{\theta} \tag{4.10}$$

La dérivée de ce seuil de rentabilité par rapport à la charge d'accès est :

$$\frac{\partial \underline{p}(a)}{\partial a} = -\frac{1}{2}\frac{\left(\partial A(a)/\partial a\right)\left(\sqrt{\left(A(a)+b\theta\right)^2 - 4K\theta} + A(a) + b\theta\right)}{\theta\sqrt{\left(A(a)+b\theta\right)^2 - 4K\theta}}$$

Etant donné que la charge d'accès est nécessairement supérieure au coût marginal du transport et les hypothèses faites sur b :

$$A(a) + b\theta = \left(a - c^t\right) + \theta\left(b - a - c^m\right) \geq 0$$

et donc : $$\left(\sqrt{\left(A(a)+b\theta\right)^2 - 4K\theta} + A(a) + b\theta\right) > 0.$$

Comme d'autre part $\partial A(a)/\partial a = 1 - \theta \geq 0$, il apparaît que :

$$\frac{\partial p^*(a)}{\partial a} \leq 0, \forall a \tag{4.11}$$

Le seuil de rentabilité du monopole et par conséquent le prix d'équilibre du duopole sont donc des fonctions décroissantes de la charge d'accès a.

3.2.1.b. Impact sur les profits et le surplus des consommateurs

Le profit de la firme en place est par définition nul, celui de l'entrant s'écrit :

$$\Pi^e(p^*(a)) = (1-\theta)q(p^*(a))\left[p^*(a) - a - c^e\right]$$

L'impact de la charge d'accès définie par le régulateur sur ce profit peut s'apprécier à partir de la dérivée de ce dernier par rapport à a.

$$\frac{\partial \Pi^e(p^*(a))}{\partial a} = (1-\theta)\frac{\partial p^*(a)}{\partial a}\left[\frac{\partial q(p^*(a))}{\partial p}\left(p^*(a) - c^e - a\right) + q(p^*(a))\right] - (1-\theta)q(p^*(a))$$

Etant donné que le prix d'équilibre est inférieur au prix de monopole de l'entrant, nous avons $\left[\frac{\partial q(p^*(a))}{\partial p}\left(p^*(a) - c^e - a\right) + q(p^*(a))\right] > 0, \forall a$. Compte tenu de la relation (4.11), il est possible d'affirmer que $\frac{\partial \Pi^e(p^*(a))}{\partial a} < 0, \forall a$. Le profit de l'entrant à l'équilibre est donc une fonction décroissante de la charge d'accès.

La dérivée du surplus du consommateur par rapport à la charge d'accès est telle que $\frac{\partial v(p^*(a))}{\partial a} = -q(p^*(a))\frac{\partial p^*(a)}{\partial a}$. Or comme nous l'avons montré, $\frac{\partial p^*(a)}{\partial a} < 0$, ce qui implique que le surplus du consommateur croît avec la charge d'accès.

L'évolution du surplus global par rapport à la charge d'accès dépendra donc d'une part de surplus des consommateurs qui croît avec a et du profit de l'entrant qui, lui, évolue de façon inverse.

3.2.2. Situation B : la firme en place est plus efficace

3.2.2.a. Le prix d'équilibre

Cette situation peut survenir dans la mesure où le duopole de Bertrand suppose un partage préalable des parts de marché. Même s'il est contraint par son désavantage en termes de coûts à réaliser un profit nul, l'entrant peut décider d'entrer en espérant par la suite profiter de conditions d'approvisionnements plus favorables.

Le prix qui équilibre le duopole est donc déterminé par le prix le plus faible supportable par l'entrant, c'est-à-dire :

$$p^*(a) = c^e + a \tag{4.12}$$

Ce prix est une fonction croissante de la charge d'accès.

3.2.2.b. <u>Impact sur les profits et le surplus des consommateurs</u>

Par définition, le profit de l'entrant est nul, celui de la firme en place est de la forme:

$$\Pi^m(p^*(a)) = q(p^*(a))\left[\theta\left(p^*(a) - c^m\right) + (1-\theta)a - c^t\right] - K$$

ce qui se réécrit compte tenu de (4.12) :

$$\Pi^m(p^*(a)) = q(p^*(a))\left[a + \theta\left(c^e - c^m\right) - c^t\right] - K$$

L'impact du niveau de la charge d'accès sur ce profit nous est donné par la relation :

$$\frac{\partial \Pi^m(p^*(a))}{\partial a} = \frac{\partial q(p)}{\partial p}\left[a + \theta\left(c^e - c^e\right) - c_t\right] + q(p^*(a))$$

Cette dérivée peut également s'écrire :

$$\frac{\partial \Pi^m(p^*(a))}{\partial a} = \frac{\partial q(p)}{\partial p}\left[p^*(a) - \theta c^m - (1-\theta)c^e - c^t\right] + q(p^*(a))$$

Etant donné que nous avons supposé que le prix résultant de l'entrée ne pouvait conduire à un prix supérieur au prix de monopole pour l'industrie prise dans son intégralité, il apparaît que :

$$\frac{\partial \Pi^m(p^*(a))}{\partial a} > 0$$

La dérivée du surplus du consommateur par rapport à la charge d'accès est $\frac{\partial v(p^*(a))}{\partial a} = -q(p^*(a))\frac{\partial p^*(a)}{\partial a}$. Or comme nous l'avons montré, $\frac{\partial p^*(a)}{\partial a} = 1$, ce qui implique que le surplus du consommateur diminue si la charge d'accès augmente.

3.2.3. La détermination de la charge d'accès optimale

3.2.3.a. Le bien-être

Le régulateur, qui joue en premier va fixer la charge d'accès de façon à maximiser le surplus global en connaissant les prix d'équilibre du duopole. Le bien-être W(a) est égal à la somme des profits de l'entrant et de la firme en place et du surplus du consommateurs.

$$W(a) = \Pi^m(p^*(a)) + \Pi^e(p^*(a)) + v(p^*(a))$$

La dérivée de ce bien-être par rapport à la charge d'accès nous donne :

$$\frac{\partial W(a)}{\partial a} = \frac{\partial p^*(a)}{\partial a}\left[\frac{\partial \Pi^m}{\partial p} + \frac{\partial \Pi^e}{\partial p} + \frac{\partial v}{\partial p}\right]$$

$$\frac{\partial W(a)}{\partial a} = \frac{\partial p^*(a)}{\partial a}\frac{\partial q(p)}{\partial p}\left[p^*(a) - \theta c^m - (1-\theta)c^e - c^t\right]$$

Le signe de la dérivée du bien-être dépend de la dérivée du prix sur le marché aval et donc de la situation envisagée. Le terme entre crochets est nécessairement positif puisque le prix sur le marché final couvre le coût marginal mais également les coûts fixes inhérents au transport (via la charge d'accès notamment).

Situation A : l'entrant est plus efficace que la firme en place

Dans ce cas, $p^*(a) = \underline{p}(a)$ et $\frac{\partial p^*(a)}{\partial a} < 0$ et donc $\frac{\partial W(a)}{\partial a} > 0$. Le bien-être global est une fonction croissante de la charge d'accès. Le régulateur a donc intérêt à accroître la charge d'accès jusqu'au point où l'entrant n'est plus compétitif par rapport à la firme en place.

Situation B : l'entrant est moins efficace que la firme en place

Ici, $p^*(a) = c^e + a$ ce qui implique $\frac{\partial W(a)}{\partial a} < 0$. Lorsque la firme en place est plus efficace que l'entrant, autrement dit lorsque $c^e + a > \underline{p}(a)$, le régulateur a intérêt à diminuer la charge d'accès. L'inégalité précédente constitue la limite à la baisse de la charge d'accès. En effet, étant donné que $c^e + a$ décroît avec a et qu'au contraire $\underline{p}(a)$ évolue inversement à a, il existe une valeur de a à partir de laquelle l'entrant est plus efficace que la firme en place. Dès lors, le régulateur se trouve confronté à la situation A.

La charge d'accès optimale pour le régulateur est donc celle qui vérifie l'égalité suivante :

$$c^e + a = \underline{p}(a) \tag{4.13}$$

Les deux fonctions de part et d'autre du signe égal sont monotones et elles évoluent dans un sens opposé. La solution est unique. L'application à une demande linéaire va nous permettre d'expliciter ce résultat.

3.2.3.b. Application à une fonction de demande linéaire.

Lorsque la fonction de demande est de la forme $q(p) = b - p$, le seuil de rentabilité de la firme en place nous est donné par la relation (4.10). L'égalité (4.13) devient alors :

$$c^e + a = \frac{1}{2}\frac{b\theta - A(a) - \sqrt{\left(A(a) + b\theta\right)^2 - 4K\theta}}{\theta}$$

avec $A(a) = \left(1-\theta\right)a - \theta c^m - c^t$.

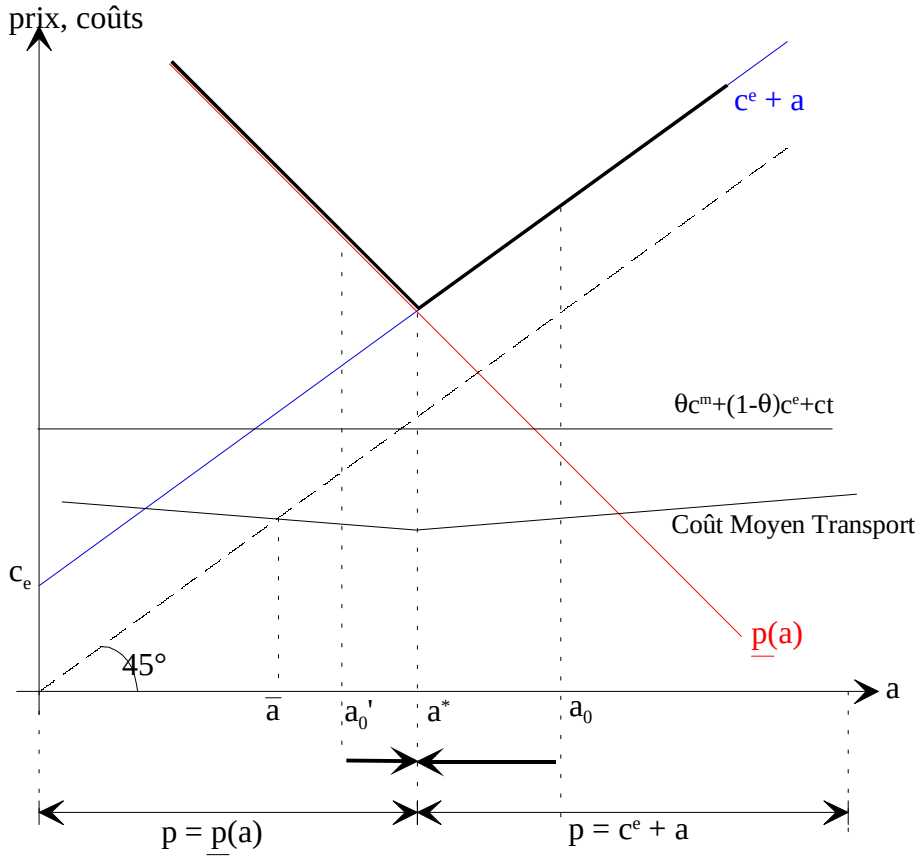
Sur la base de ces relations, il est possible de concevoir une représentation graphique du choix du régulateur. La Figure 4-4 ci-dessus illustre les différentes possibilités dans le cadre du duopole de BERTRAND. Comme nous l'avons précisé en début de section, la détermination de l'équilibre de ce jeu est récursive, c'est-à-dire qu'elle commence par la deuxième étape qui est la détermination du prix d'équilibre du duopole pour s'achever sur la détermination de la charge d'accès optimale.

Les prix d'équilibre du duopole définis en fonction de la charge d'accès fixée par le régulateur sont représentés par la courbe en gras qui suit sur la partie gauche la courbe définie par $\underline{p}(a)$ et sur la partie droite, la droite définie par $c^e + a$. Une fois définis l'ensemble des points d'équilibre du duopole en fonction de la charge d'accès, nous pouvons montrer comment le régulateur est amené à choisir a^*.

Si le régulateur opte pour une charge d'accès a_0 telle que la firme en place soit plus efficace que l'entrant, le prix d'équilibre du duopole sera déterminé par le seuil de rentabilité de l'entrant ($c^e + a$). Le régulateur peut accroître le surplus global en réduisant la charge d'accès. Si cette réduction est telle que la charge tombe au niveau a_0', l'entrant est alors plus efficace que la firme en place et le prix final du gaz est déterminé par le seuil de rentabilité du monopole. La charge d'accès peut être alors augmentée pour accroître le surplus global. La

charge d'accès optimale en terme de bien-être est donc celle qui égalise les coûts du monopole et de l'entrant.

Figure 4-4 Définition de la charge d'accès optimale.



La Figure 4-4 ci-dessus permet par ailleurs de vérifier que l'ensemble des prix résultant de la confrontation de l'entrant et de la firme en place est supérieur au coût marginal global de l'industrie ($\theta c^m + (1-\theta)c^e + c^t$). Lorsque la charge d'accès est fixée en a^*, l'écart entre ce coût marginal global et le prix de vente p(a) est minimum. Donc, a^* vérifie le principe d'efficacité allocative. D'autre part, nous constatons également que a^* est supérieur au coût moyen du transport mais que cette valeur implique un prix final et donc des quantités mises sur le marché qui minimisent le coût moyen du transport. En ce sens, a^* vérifie également le principe d'efficacité productive, au niveau du transport du moins.

Le régulateur effectue une sorte de réglage du rapport d'efficacité qui existe entre l'entrant et la firme en place. Cette solution est la solution optimale dans un contexte où les activités de l'ex-monopoles ne sont pas séparées.

3.3. Concurrence à la COURNOT

La concavité des fonctions de profits par rapport aux quantités est une condition nécessaire à l'existence de l'équilibre de Cournot. Cette concavité implique deux conditions : la fonction de demande doit être concave et les fonctions de coûts de l'entrant et de la firme en place doivent être convexes. Les fonctions de coûts linéaires que nous nous sommes données vérifient cette dernière condition. Nous supposerons donc que la fonction de demande est concave, autrement dit, que la dérivée seconde de la fonction de demande inverse est constante[160] et négative $d^2p(q)/dq^2 = cste \leq 0$.

3.3.1. Résolution du modèle de duopole

3.3.1.a. L'équilibre du duopole

La résolution du duopole de COURNOT implique la détermination des fonctions de réaction de chacun des protagonistes, c'est-à-dire la firme en place et l'entrant. Ces fonctions de réaction donnent les quantités de gaz que chacune des firmes souhaite mettre sur le marché en fonction de la quantité fournie par l'autre. Les fonctions de réactions sont données par les relations suivantes : $q^m = f^m(q^e)$ et $q^e = f^e(q^m)$. Ces fonctions sont issues de la maximisation du profit de chacune des firmes. Autrement dit, la fonction $f^m(q^e)$ est la relation liant q_m à q_e telle que $\partial\Pi^m(q^m, q^e)/\partial q^m = 0$ et la fonction $f^e(q^m)$, celle qui vérifie $\partial\Pi^e(q^e, q^m)/\partial q^e = 0$.

Le profit du monopole après ouverture du marché aval est de la forme $\Pi^m(q^m) = R^m(q^m, q^e) - C^m(q^m, q^e)$ où q représente l'offre de gaz totale ($q = q^m + q^e$), R^m et C^m, respectivement la recette totale et le coût total de la firme en place, tels que $R^m(q^m, q^e) = p(q)q^m + aq^e$ et $C^m(q^m, q^e) = c^m q^m + c^t(q^m + q^e) + K$. Le profit de l'entrant s'écrit $\Pi^e(q^e) = R^e(q^e) - C^e(q^e)$ où $R^e(q^e) = q^e p(q^m + q^e)$ et $C^e(q^e) = q^e(a + c^e)$.

A l'équilibre, les recettes marginales de l'entrant et de la firme en place sont égales aux coûts marginaux, ce qui donne le système suivant :

$$\begin{cases} Rma^m(\hat{q}^m, \hat{q}^e_e) = c^m + c^t \\ Rma^e(\hat{q}^m, \hat{q}^e) = c^e + a \end{cases} \tag{4.14}$$

[160] Nous ajoutons cette hypothèse de constance afin de simplifier les calculs qui suivent.

A l'équilibre[161] les quantités $\hat{q}^m(a)$ et $\hat{q}^e(a)$ vérifient le système (4.14). Telles qu'elles sont définies plus haut, les recettes marginales du monopole et de l'entrant peuvent s'écrire :

$$\mathrm{Rma}^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e) = p(\hat{q}^m+\hat{q}^e) + \hat{q}^m \frac{dp(\hat{q})}{d\hat{q}} \tag{4.15}$$

$$\mathrm{Rma}^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e) = p(\hat{q}^m+\hat{q}^e) + \hat{q}^e \frac{dp(\hat{q})}{d\hat{q}} \tag{4.16}$$

avec $\hat{q} = \hat{q}^m + \hat{q}^e$.

La dérivée de la recette marginale du monopole par rapport à la charge d'accès sera :

$\frac{\partial \mathrm{Rma}^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial a} = \frac{\partial \mathrm{Rma}^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^m}\frac{\partial \hat{q}^m}{\partial a} + \frac{\partial \mathrm{Rma}^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^e}\frac{\partial \hat{q}^e}{\partial a}$. Les dérivées partielles des recettes marginales définies ci-dessus nous donne les relations suivantes :

$$\frac{\partial \mathrm{Rma}^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^m} = 2\frac{dp(\hat{q})}{d\hat{q}} + \hat{q}^m \frac{d^2p(\hat{q})}{d\hat{q}^2} \tag{4.17}$$

$$\frac{\partial \mathrm{Rma}^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^e} = \frac{dp(\hat{q})}{d\hat{q}} + \hat{q}^m \frac{d^2p(\hat{q})}{d\hat{q}^2} \tag{4.18}$$

Le même procédé peut être appliqué à la recette marginale de l'entrant :

$\frac{\partial \mathrm{Rma}^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial a} = \frac{\partial \mathrm{Rma}^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^e}\frac{\partial \hat{q}^e}{\partial a} + \frac{\partial \mathrm{Rma}^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^m}\frac{\partial \hat{q}^m}{\partial a}$ avec :

$$\frac{\partial \mathrm{Rma}^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^e} = 2\frac{dp(\hat{q})}{d\hat{q}} + \hat{q}^e \frac{d^2p(\hat{q})}{d\hat{q}^2} \tag{4.19}$$

$$\frac{\partial \mathrm{Rma}^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^m} = \frac{dp(\hat{q})}{d\hat{q}} + \hat{q}^e \frac{d^2p(\hat{q})}{d\hat{q}^2} \tag{4.20}$$

Si la double inégalité suivante est vérifiée, l'équilibre du duopole de Cournot[162] ($q_m^*(a)$ et $q_e^*(a)$) est unique :

[161] Nous supposons ici que la fonction de demande permet la convexité des profits de chaque firme par rapport à sa propre production. Cette condition garantit la continuité des fonctions de réponse (TIROLE, Tome II [p.46, 1993]). Pour que l'équilibre du duopole de Cournot existe, les fonctions de réaction doivent se couper, pour cela nous supposerons que le prix qui annule la demande est supérieur au coût marginal des deux firmes.
[162] TIROLE, [1993 (Tome II), p.47]

$$\left|\frac{\partial Rma^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^m}\right| > \left|\frac{\partial Rma^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^e}\right| \text{ et } \left|\frac{\partial Rma^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^e}\right| > \left|\frac{\partial Rma^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{\partial \hat{q}^m}\right|$$

La concavité de la fonction de demande et les relations (4.17), (4.18), (4.19) et (4.20) nous permettent d'affirmer que ces deux inégalités sont vérifiées.

Le système (5-16), nous permet d'écrire un nouveau système :

$$\begin{cases} \dfrac{dRma^m(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{da} = 0 \\ \dfrac{dRma^e(\hat{q}^m,\hat{q}^e)}{da} = 1 \end{cases}$$

Ce système combiné avec les relations (5-17) à (5-22) nous donne :

$$\begin{cases} A\dfrac{d\hat{q}^m}{da} + B\dfrac{d\hat{q}^e}{da} = 0 \\ C\dfrac{d\hat{q}^e}{da} + D\dfrac{d\hat{q}^m}{da} = 1 \end{cases}$$

avec $A = \dfrac{\partial Rma^m(q^m,q^e)}{\partial q^m}$, $B = \dfrac{\partial Rma^m(q^m,q^e)}{\partial q^e}$, $C = \dfrac{\partial Rma^e(q^m,q^e)}{\partial q^e}$ et $D = \dfrac{\partial Rma^e(q^m,q^e)}{\partial q^m}$

La résolution de système nous donne les solutions suivantes :

$$\begin{cases} \dfrac{d\hat{q}^m(a)}{da} = -\dfrac{B}{AC-BD} \\ \dfrac{d\hat{q}^e(a)}{da} = \dfrac{A}{AC-BD} \end{cases} \tag{4.21}$$

Le signe de l'expression $AC-BD$ est critique dans la détermination de l'effet de la charge d'accès sur les quantités d'équilibre. Grâce aux relations (4.17), (4.18), (4.19) et (4.20) nous pouvons calculer cette expression.

$$AC-BD = \left(2\frac{\partial p(q)}{\partial q} + \hat{q}^m\frac{\partial^2 p(q)}{\partial q^2}\right)\left(2\frac{\partial p(q)}{\partial q} + \hat{q}^e\frac{\partial^2 p(q)}{\partial q^2}\right) - \left(\frac{\partial p(q)}{dq} + \hat{q}^m\frac{\partial^2 p(q)}{\partial q^2}\right)\left(\frac{\partial p(q)}{\partial q} + \hat{q}^e\frac{\partial^2 p(q)}{\partial q^2}\right)$$

Etant donné que :

$$\left(2\frac{\partial p(q)}{\partial q} + \hat{q}^m\frac{\partial^2 p(q)}{\partial q^2}\right) < \left(\frac{\partial p(q)}{\partial q} + \hat{q}^m\frac{\partial^2 p(q)}{\partial q^2}\right) < 0$$

et que :

$$\left(2\frac{\partial p(q)}{\partial q}+\hat{q}^{e}\frac{\partial^{2}p(q)}{\partial q^{2}}\right)<\left(\frac{\partial p(q)}{\partial q}+\hat{q}^{e}\frac{\partial^{2}p(q)}{\partial q^{2}}\right)<0,$$

nous pouvons affirmer que $AC-BD>0$.

Finalement, d'après le système de relations (5-23) nous avons donc :

$$\begin{cases}\dfrac{d\hat{q}^{m}(a)}{da}>0\\ \dfrac{d\hat{q}^{e}(a)}{da}<0\end{cases} \tag{4.22}$$

La part de marché de l'entrant diminue lorsque la charge d'accès augmente tandis que celle de la firme en place augmente avec la charge d'accès. Nous pouvons également caractériser l'évolution de la quantité offerte globale ($\hat{q}(a)=\hat{q}^{m}(a)+\hat{q}^{e}(a)$) par rapport à une évolution de la charge d'accès. $\frac{d\hat{q}(a)}{da}=\frac{d\hat{q}^{e}(a)}{da}+\frac{d\hat{q}^{m}(a)}{da}$, et finalement $\frac{d\hat{q}(a)}{da}=\frac{A-B}{AC-BD}$.

Nous savons déjà que $AD-BC>0$, d'autre part $A-B=\frac{dp(q)}{dq}$, ce qui implique $A-B<0$.

Nous avons donc montré que :

$$\frac{\partial\hat{q}(a)}{\partial a}<0 \tag{4.23}$$

Autrement dit, la quantité de gaz offerte sur le marché par l'entrant et le monopole décroît si la charge d'accès augmente. Le prix sur le marché aval sera donc une fonction croissante de la charge d'accès.

3.3.1.b. <u>Impact sur les profits et le surplus des consommateurs</u>

Le profit de la firme en place en fonction de a s'écrit :

$$\Pi^{m}(a)=\hat{q}^{m}(a)\left[p(\hat{q}(a))-c^{m}\right]+a\hat{q}^{e}(a)-c^{t}\hat{q}(a)-F$$

ou encore :

$$\Pi^{m}(a)=\hat{q}^{m}(a)\left[p(\hat{q}(a))-c^{m}-c^{t}\right]+\hat{q}^{e}(a)\left[a-c^{t}\right]-F \tag{4.24}$$

L'impact de la charge d'accès sur le profit nous est donné par la dérivée suivante :

$$\frac{\partial\Pi^{m}(\hat{q}^{m}(a),\hat{q}^{a}(a),a)}{\partial a}=\frac{\partial\Pi^{m}}{\partial\hat{q}^{m}}\frac{\partial\hat{q}^{m}}{\partial a}+\frac{\partial\Pi^{m}}{\partial\hat{q}^{e}}\frac{\partial\hat{q}^{e}}{\partial a}+\frac{\partial\Pi^{m}}{\partial a}$$

Or d'après le théorème enveloppe, étant donné que $\hat{q}^m$ est la quantité qui maximise le profit du monopole, $\frac{\partial \Pi^m}{\partial \hat{q}^m} = 0$. La dérivée précédente devient donc :

$$\frac{\partial \Pi^m(\hat{q}^m(a), \hat{q}^a(a), a)}{\partial a} = \frac{\partial \Pi^m}{\partial \hat{q}^e}\frac{\partial \hat{q}^e}{\partial a} + \frac{\partial \Pi^m}{\partial a}$$

ce qui, sur la base de la relation (4.24) peut s'écrire :

$$\frac{\partial \Pi^m(a)}{\partial a} = \frac{\partial \hat{q}^e(a)}{\partial a}\left[\hat{q}^m(a)\frac{\partial p(\hat{q})}{\partial \hat{q}} + \left(a - c^t\right)\right] + \hat{q}^e(a) \tag{4.25}$$

Le profit de l'entrant s'écrit :

$$\Pi^e = \hat{q}^e(a)\left[p(\hat{q}(a)) - c^e - a\right] \tag{4.26}$$

La dérivée de ce profit par rapport à la charge d'accès s'écrit :

$$\frac{\partial \Pi^e(\hat{q}^m(a), \hat{q}^a(a), a)}{\partial a} = \frac{\partial \Pi^e}{\partial \hat{q}^e}\frac{\partial \hat{q}^e}{\partial a} + \frac{\partial \Pi^e}{\partial \hat{q}^m}\frac{\partial \hat{q}^m}{\partial a} + \frac{\partial \Pi^e}{\partial a}$$

Cette relation se simplifie grâce au théorème enveloppe :

$$\frac{\partial \Pi^e(\hat{q}^m(a), \hat{q}^a(a), a)}{\partial a} = \frac{\partial \Pi^e}{\partial \hat{q}^m}\frac{\partial \hat{q}^m}{\partial a} + \frac{\partial \Pi^e}{\partial a}$$

$$\frac{\partial \Pi^e(a)}{\partial a} = \hat{q}^e(a)\left[\frac{\partial p(\hat{q})}{\partial \hat{q}}\frac{\partial \hat{q}^m(a)}{\partial a} - 1\right] \tag{4.27}$$

La relation (4.27) nous informe que le profit de l'entrant évolue de façon opposée à la charge d'accès. En effet, étant donné que $\partial p(\hat{q})/\partial \hat{q} < 0$ et que nous avons montré que $\partial \hat{q}^m(a)/\partial a > 0$, le terme entre crochets de la relation (4.27) est strictement négatif. En définitive la dérivée du profit de l'entrant par rapport à la charge d'accès est négative.

A partir du profit de l'entrant et de celui de la firme, nous pouvons construire le profit de l'industrie.

$$\Pi(a) = \hat{q}(a)\left[p(\hat{q}(a)) - c^t\right] - c^m\hat{q}^m(a) - c^e\hat{q}^e(a) - F$$

Etant donné que $\hat{q}(a) = \hat{q}^m(a) + \hat{q}^e(a)$, le profit global peut se mettre sous la forme suivante :

$$\Pi(a) = \hat{q}(a)\left[p(\hat{q}(a)) - c^t - c^m - c^e\right] + c^m\hat{q}^e(a) + c^e\hat{q}^m(a) - F \tag{4.28}$$

La dérivée de ce profit par rapport à la charge d'accès est :

$$\frac{\partial \Pi(a)}{\partial a} = \frac{\partial \hat{q}(a)}{\partial a}\left[p(\hat{q}(a)) - c^t - c^m - c^e + \hat{q}(a)\frac{\partial p(\hat{q})}{\partial \hat{q}}\right] + c^m \frac{\partial \hat{q}^e(a)}{\partial a} + c^e \frac{\partial \hat{q}^m(a)}{\partial a} \qquad (4.29)$$

Nous avons supposé que le prix sur le marché aval était inférieur au prix de monopole pour l'industrie, le terme entre crochets[163] est donc nécessairement négatif. En effet, cette hypothèse implique que le prix de vente de gaz se situe nécessairement dans la zone décroissante de la courbe représentative du profit exprimé en fonction des quantités[164]. D'autre part, nous avons montré plus haut, la quantité globale mise sur le marché par la firme en place et l'entrant est une fonction décroissante de la charge d'accès ($\partial \hat{q}(a)/\partial a < 0$). Le premier élément du terme de droite de l'égalité (4.29) est donc positif. Nous allons déterminer sous quelles conditions le deuxième et le troisième terme peuvent être positifs.

$$c^m \frac{\partial \hat{q}^e(a)}{\partial a} + c^e \frac{\partial \hat{q}^m(a)}{\partial a} > 0 \Leftrightarrow \frac{c^e}{c^m} > -\frac{\partial \hat{q}^e(a)/\partial a}{\partial \hat{q}^m(a)/\partial a}$$

Nous avons montré au paragraphe précédent que $\left|\partial \hat{q}^e(a)/\partial a\right| > \left|\partial \hat{q}^m(a)/\partial a\right|$ ce qui implique que $-\frac{\partial \hat{q}^e(a)/\partial a}{\partial \hat{q}^m(a)/\partial a} > 1$. La condition précédente ne sera donc pas vérifiée dès que l'entrant sera plus efficace au niveau de son approvisionnement que la firme en place. Autrement dit, si l'entrant est moins efficace que la firme en place ($c^e > c^m$), le sens de variation du profit global est positif. Dans le cas contraire ($c^e \leq c^m$), le profit global peut être croissant ou décroissant par rapport à a. Nous expliciterons ces variations au paragraphe 3.3.2.

Notre définition du bien-être comme la somme du profit de l'industrie et du surplus du consommateur nous permet d'écrire :

$$\frac{\partial W(a)}{\partial a} = \frac{\partial \Pi(a)}{\partial a} + \frac{\partial v(p(q(a))}{\partial a} \qquad (4.30)$$

Or, la variation du profit de l'industrie par rapport à la charge d'accès nous est donné par la relation (4.29) et celle du surplus des consommateurs par la relation suivante :

$$\frac{\partial v(p(\hat{q}(a))}{\partial a} = -\hat{q}(a)\frac{\partial p(\hat{q})}{\partial \hat{q}}\frac{\partial \hat{q}(a)}{\partial a}$$

[163] Ce terme représente la dérivée du profit global en fonction des quantités mises sur le marché.
[164] Autrement dit, nous nous situons dans la partie croissante de la courbe représentant le profit de l'industrie en fonction du prix de vente.

Finalement la dérivée du surplus global par rapport à la charge d'accès s'écrit :

$$\frac{\partial W(a)}{\partial a} = \frac{\partial \hat{q}(a)}{\partial a}\left[p(\hat{q}(a)) - c^t - c^m - c^e\right] + c^m \frac{\partial \hat{q}^e(a)}{\partial a} + c^e \frac{\partial \hat{q}^m(a)}{\partial a} \tag{4.31}$$

Comme nous l'avons montré plus haut, le terme $c^m \frac{\partial \hat{q}^e(a)}{\partial a} + c^e \frac{\partial \hat{q}^m(a)}{\partial a}$ est négatif si l'entrant est plus efficace que la firme en place. Etant donné que le prix de vente du gaz à l'utilisateur est nécessairement supérieur à la somme des coûts marginaux ($p(\hat{q}(a)) - c^t - c^m - c^e > 0$) et que $\partial \hat{q}(a)/\partial a < 0$, le bien-être global sera nécessairement décroissant par rapport à la charge d'accès si le coût marginal d'approvisionnement de l'entrant (c^e) est inférieur à celui du monopole. Dans ce cas le régulateur devra opter pour la charge d'accès qui couvre les frais de transport.

Si au contraire, l'entrant est moins efficace au niveau de ses approvisionnements, sous réserve de la concavité du bien-être par rapport à la charge d'accès, il existe une charge d'accès qui maximise le surplus global. L'application des résultats obtenus ci-dessus à une demande en gaz linéaire va nous permettre de préciser les résultats précédents.

3.3.2. Application à une demande linéaire

3.3.2.a. L'équilibre du duopole

Si la fonction de demande inverse est de la forme $p(q) = b - q$, les quantités d'équilibre qui vérifient le système (4.14) sont :

$$\begin{cases} \hat{q}^e = \frac{1}{3}\left[b + c^t + c^m - 2\left(a + c^e\right)\right] \\ \hat{q}^m = \frac{1}{3}\left[b + c^e + a - 2\left(c^t + c^m\right)\right] \end{cases} \tag{4.32}$$

Pour que les quantités $\hat{q}^e$ et soient positives, la charge d'accès doit vérifier les conditions suivantes :

$$\hat{q}^e > 0 \Leftrightarrow a < \frac{1}{2}\left(b + c^t + c^m - 2c^e\right)$$

$$\hat{q}^m > 0 \Leftrightarrow a > 2c^t + 2c^m - c^e - b$$

Si le prix qui annule la demande en gaz (b) est suffisamment élevé, alors $\hat{q}^m > 0$ quel que soit $a > 0$. Nous supposerons dans ce qui suit que cette conditions est vérifiée, c'est-à-dire que $b > \underline{b}$ avec $\underline{b} = 2c^t + 2c^m - c^e$. Nous noterons $\bar{a}$, la charge d'accès au delà de laquelle la quantité offerte par l'entrant est négative ($\bar{a} = \left(b + c^t + c^m - 2c^e\right)/2$).

L'offre totale de la firme et de l'entrant est donc :

$$\hat{q} = \frac{1}{3}\left[2b - a - c^t - c^m - c^e\right] \tag{4.33}$$

Le système (4.32) et la relation (4.33) illustrent les résultats concernant le lien entre les quantités d'équilibre et la charge d'accès établi au paragraphe 3.3.1 (cf. les relations (4.22) et (4.23)).

$$\begin{cases} \dfrac{\partial \hat{q}^e(a)}{\partial a} = -\dfrac{2}{3} \\ \dfrac{\partial \hat{q}^m(a)}{\partial a} = \dfrac{1}{3} \end{cases} \tag{4.34}$$

3.3.2.b. <u>Les profit et les surplus</u>

les relations (4.25), (4.27), (4.29) et (4.31) deviennent :

$$\frac{\partial \Pi^m(a)}{\partial a} = \frac{1}{9}\left[5b + 5c^t - 10a - 4c^e - c^m\right] \tag{4.35}$$

$$\frac{\partial \Pi^e(a)}{\partial a} = \frac{4}{9}\left[2\left(a + c^e\right) - b - c^t - c^m\right] \tag{4.36}$$

$$\frac{\partial \Pi(a)}{\partial a} = \frac{1}{9}\left[b + c^t - 2a + 4c^e - 5c^m\right] \tag{4.37}$$

$$\frac{\partial W(a)}{\partial a} = \frac{1}{9}\left[-b - a + c^t + 5c^e - 4c^m\right] \tag{4.38}$$

Ces résultats appellent plusieurs commentaires :

- Le profit de la firme en place est une fonction concave par rapport à la charge d'accès ($\partial^2\Pi^m(a)/\partial a^2 = -10/9 < 0$) tandis que le profit de l'entrant est une fonction convexe ($\partial^2\Pi^m(a)/\partial a^2 = 8/9 > 0$) ; le profit de l'industrie et le bien-être sont des fonctions

concaves par rapport à la charge d'accès ($\partial^2\Pi(a)/\partial a^2 = -2/9 < 0$, $\partial^2 W(a)/\partial a^2 = -1/9 < 0$).

- Si les quantités fournies par l'entrant sont positives, alors la relation (4.32) implique que la charge d'accès esty telle que $a < \bar{a}$; le respect de cette condition implique alors que $\partial\Pi^e(a)/\partial a < 0$.

- Le profit de la firme en place admet un maximum pour la charge d'accès a^m telle que $a^m = \frac{1}{2}(b + c^t) - \frac{2}{5}c^e - \frac{1}{10}c^m$. Cette charge d'accès sera inférieure à $\bar{a}$ si $c^m < c^e$. Autrement dit, si le coût marginal d'approvisionnement de l'entrant est supérieur à celui de la firme en place, le profit du monopole sera strictement croissant par rapport à a pour toutes les valeurs possibles de la charge d'accès comprises entre 0 et $\bar{a}$.

- Le profit global de l'industrie admet un maximum pour la charge d'accès notée a^i définie par $a^i = \frac{1}{2}(b + c^t) + 2c^e - \frac{5}{2}c^m$. La condition $a^i < \bar{a}$ sera vérifiée si $c^m > c^e$. Si l'entrant est plus efficace que la firme en place, la charge d'accès qui maximise le profit de l'industrie est comprise entre 0 et $\bar{a}$.

- Le bien-être admet un maximum pour la charge d'accès notée a^w qui vérifie l'égalité suivante : $a^w = -b + c^t + 5c^e - 4c^m$. Cette charge d'accès sera positive si le prix qui annule la demande (b) est inférieur à $\bar{b}$ avec $\bar{b} = 2c^t - 4c^m + 5c^e$. La charge d'accès maximisant le bien-être sera positive si le paramètre b vérifie la condition $0 < \underline{b} < b < \bar{b}$. Cette condition n'a de sens que si $\underline{b} < \bar{b}$, or nous avons[165] : $\underline{b} < \bar{b} \Leftrightarrow c^m < c^e$. Si l'entrant est plus efficace que la firme en place, alors le calcul de la charge d'accès qui maximise le bien-être donne un résultat négatif. Pour les valeurs positives de a, le bien-être collectif est donc une fonction décroissante de la charge d'accès. Dans les cas où la firme en place bénéficie d'un coût marginal d'approvisionnement inférieur à celui de l'entrant, la charge d'accès optimale du point de vue du bien-être sera positive si le prix qui annule la demande est inférieur à $\bar{b}$. Dans le cas contraire, le bien-être sera également une fonction décroissante de la charge d'accès. Compte tenu de la définition de $\bar{b}$, il est hautement probable que le prix qui annule la demande soit plus élevé. En

[165] En effet $\underline{b} - \bar{b} = 6\left(c^m - c^e\right)$.

conséquence, le bien-être est généralement une fonction décroissante de la charge d'accès.

Figure 4-5 Détermination de la charge d'accès optimale dans le cadre d'un duopole de COURNOT lorsque la firme en place est plus efficace que l'entrant

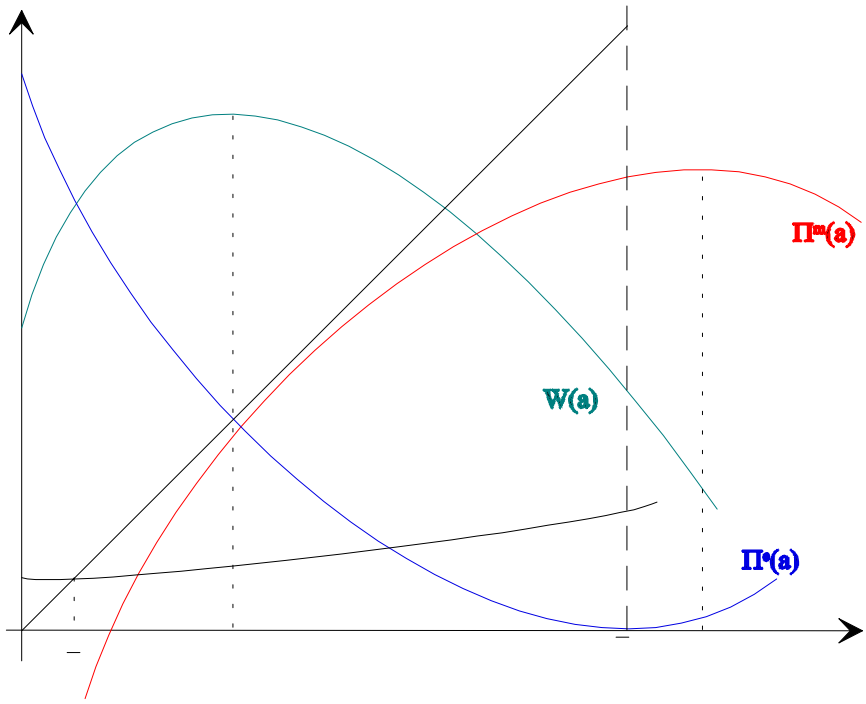
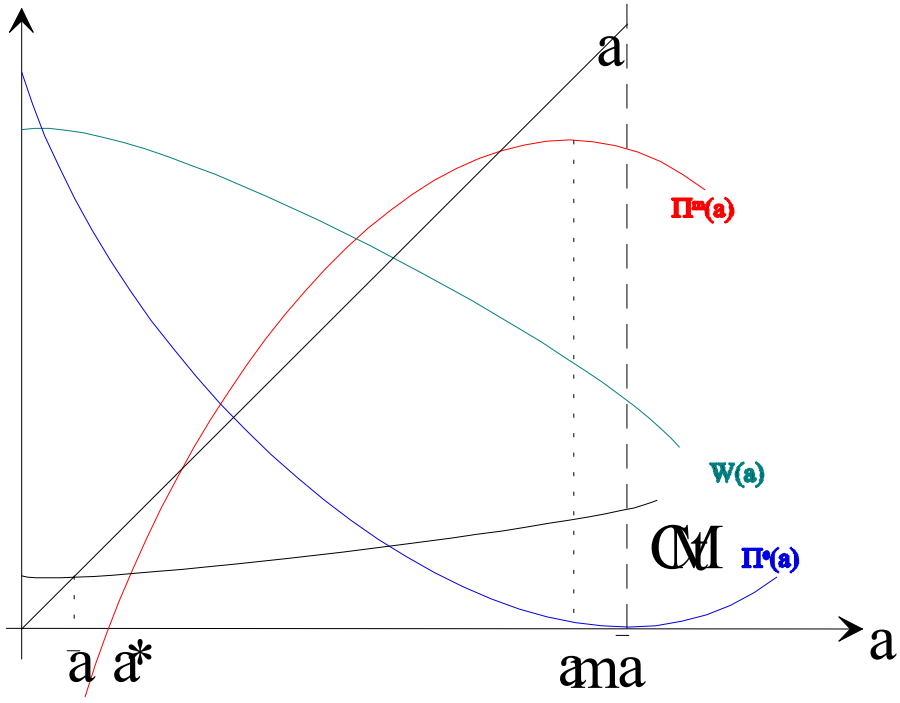


Figure 4-6 Détermination de la charge d'accès optimale dans le cadre d'un duopole de COURNOT lorsque l'entrant est plus efficace que la firme en place



Les figures ci-dessus synthétisent les principaux résultats de ce modèle. La première illustre le cas où la firme en place bénéficie d'un coût marginal d'approvisionnement inférieur à l'entrant et où $b < \bar{b}$, tandis que la seconde évoque le cas plus général ou le bien-être collectif est une fonction décroissante de a (c'est-à-dire les situation dans lesquelles soit $c^e > c^m$ et $b > \bar{b}$, soit $c^e < c^m$).

La Figure 4-6 ci-dessus considère un cas où le coût d'approvisionnement de l'entrant est inférieur à celui de la firme en place puisque la charge d'accès qui maximise le profit de la firme en place (. ") est inférieure à la charge d'accès qui minimise le profit de l'entrant et qui annule les quantités offertes par ce dernier (.¯). Comme nous l'avons évoqué plus haut, sauf cas exceptionnel (Figure 4-5) où . < .¯, le bien-être apparaît comme une fonction décroissante de la charge d'accès dans le cadre d'un duopole de Cournot (Figure 4-6). Le régulateur qui souhaite maximiser ce surplus global choisira la charge d'accès la plus faible qui respecte l'équilibre budgétaire du monopole chargé du transport. En d'autres termes, il fixera la charge d'accès au point qui annule le profit de la firme en place (. ˙). Comme la Figure 4-6 l'indique, cette charge d'accès sera, dans le cas général, supérieure au coût moyen de transport. Il est possible que pour certaines valeurs des paramètres, . ˙ soit inférieure à .¯. Dans ce cas exceptionnel, la vente de gaz sur le marché aval subventionne l'activité de transport. Dans le cas où . ˙ > .¯, le transport de la molécule subventionne l'activité de vente de gaz. Grâce à cette subvention, la firme en place compense son désavantage en termes de coûts d'approvisionnement par rapport à l'entrant.

3.4. Conclusion

Dans le cadre d'une concurrence par les prix, nous avons pu constater que deux charges d'accès optimales du point de vue du régulateur pouvaient survenir, l'une égale au coût moyen de l'activité de transport et l'autre supérieure telle que . Cette dernière équilibre le seuil de rentabilité de l'entrant avec celui du monopole. L'équilibre résultant est celui qui interviendrait si les fonctions de coûts de l'entrant et du monopole étaient symétriques, autrement dit, la charge d'accès optimale place les deux joueurs sur un plan d'égalité dans la concurrence qu'ils se livrent. Cette charge d'accès implique un profit nul pour l'entrant et la firme en place. Elle est supérieure au coût moyen de transport. Ainsi, comme pour l'ECP, la charge d'accès doit incorporer un élément que l'on peut considérer comme un coût d'opportunité supporté par le monopole.

L'analyse du duopole de COURNOT nous a permis d'une part de déterminer le comportement des parts de marchés respectives de la firme en place et de l'entrant par rapport à la charge d'accès dans le cas d'une demande concave. Plus cette dernière est élevée, plus le monopole accroîtra la quantité de gaz qu'il met sur le marché tandis que, symétriquement, l'entrant réduira son offre. Nous avons également montré que la quantité globale mise sur le marché est une fonction décroissante de la charge d'accès. Le régulateur peut donc utiliser la charge d'accès comme instrument pour atteindre, via les quantités mises sur le marché, l'optimum social. Si les conditions sont réunies pour que la charge d'accès optimale pour le bien-être soit positive (autrement dit si l'entrant est moins efficace que la firme en place et si le prix qui annule la demande n'est pas trop élevé), cette charge d'accès est supérieure à celle qui est égale au coût moyen du transport. Dans le cas où l'entrant est plus efficace que la firme en place, nous avons montré que le régulateur a intérêt à fixer la charge au point qui annule le profit du monopole. La charge d'accès résultant de ce processus sera supérieure elle aussi au coût moyen du transport.

Conclusion du Chapitre 4

Dans le cadre d'une structure verticale intégrée, la détermination de la charge d'accès par le régulateur entraîne deux types de conséquences. D'une part, elle conditionne l'efficacité de l'entrant et d'autre part elle a un impact direct sur le niveau de profit de la firme en place. Les deux principes qui fondent l'ECPR, l'indifférence et l'efficacité impliquent que les profits du monopole ne soient pas affectés par l'entrée d'un concurrent en aval et que l'entrant soit au moins aussi efficace que la firme en place au niveau son approvisionnement en gaz. Pour que cette règle n'entraîne pas de baisse de surplus collectif, nous avons montré que le prix du gaz avant l'ouverture devait être réglementé, c'est-à-dire fixé selon des prix RAMSEY-BOITEUX. Cependant, après l'ouverture du réseau, les coûts fixes liés à l'activité de transport seront récupérés par la charge d'accès, le prix de vente du gaz pourrait donc être fixé au coût marginal. Or, si l'ECPR est appliquée, le prix de vente final demeurera au niveau du prix RAMSEY-BOITEUX qui prévalait avant l'ouverture du marché. Des entrants dont le coût d'approvisionnement est supérieur à celui du monopole (donc des entrants moins efficaces) mais inférieur au prix de vente réglementé auraient pu faire une entrée profitable et ainsi accroître le surplus collectif. Il apparaît donc que la règle ECP ne soit pas appropriée pour réglementer l'accès des tiers à un réseau gazier dans un contexte où l'acquisition de la molécule n'implique pas de coûts fixes alors que le transport est caractérisé par des rendements d'échelle croissants.

Le régulateur peut atteindre un optimum social de second rang s'il réglemente simultanément la charge d'accès et le prix final du gaz. Dans ce cas de figure, la charge d'accès est supérieure celle qui résulterait de l'application de l'ECP (le prix du gaz étant fixé par le régulateur de façon indépendante) mais le prix du gaz résultant est inférieur au prix RAMSEY-BOITEUX, le surplus du consommateur se trouve donc amélioré. La fixation simultanée du prix final du gaz et de la charge d'accès améliore l'efficacité productive et allocative, cependant elle n'est guère envisageable dans un contexte de déréglementation où le régulateur souhaite instaurer et développer la concurrence sur le marché aval.

Dans le cadre simplifié d'un duopole, si la concurrence entre la firme en place et l'entrant sur le marché aval s'effectue par les prix, la charge d'accès constitue un moyen pour le régulateur d'équilibrer les conditions de coûts de l'entrant et de la firme en place. La charge

d'accès optimale du point de vue du régulateur[166] est celle qui minimise le prix sur le marché aval (cf. figure (5-2)). Dans le cadre d'une concurrence par les quantités, le régulateur a intérêt à minimiser la charge d'accès, sous contrainte de l'équilibre budgétaire de l'activité de transport. Ainsi, l'étude d'un modèle de duopole où le régulateur n'intervient que sur la charge d'accès nous a permis de montrer comment le régulateur pouvait influencer le marché aval par la charge d'accès. Il lui est donc possible d'orienter le marché gazier (transport et fourniture) de façon à le rapprocher de l'optimum collectif.

La charge d'accès optimale est supérieure à celle qui couvre le coût du transport. Dans le cadre des marchés contestables, l'écart entre le coût moyen et la charge d'accès est désigné comme étant le coût d'opportunité supporté par la firme en place résultant de sa perte de marché. Dans le modèle proposé par ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS, lorsque le régulateur fixe simultanément la charge d'accès et le prix du gaz, la charge d'accès résultante est supérieure à celle qu'impliquerait l'application de l'ECPR. Autrement dit, outre le coût d'opportunité, la charge d'accès incorpore un élément qui permet une baisse sur le prix aval. Même lorsqu'on abandonne l'hypothèse d'une intervention directe du régulateur sur le prix en aval, la charge d'accès s'avère supérieure au coût moyen du transport. Il n'est donc pas nécessaire que le régulateur fixe simultanément le prix sur le marché aval et la charge pour maximiser le surplus collectif. En anticipant le résultat de la confrontation de la firme en place avec l'entrant (que cette confrontation s'effectue par les prix ou par les quantités) le régulateur a la possibilité d'arbitrer entre efficacité allocative et efficacité productive, c'est-à-dire de jouer sur le niveau de la charge d'accès pour influencer le prix final du gaz.

L'élément qui sépare la charge d'accès du coût marginal du transport peut donc avoir trois justifications qui peuvent être complémentaires : premièrement, il permet de couvrir les coûts fixes ; deuxièmement il peut inclure un coût d'opportunité supporté par le monopole en raison de l'ouverture du marché aval ; troisièmement, il incorpore un élément qui permet au régulateur de trouver l'équilibre optimal entre l'efficacité productive, c'est-à-dire la minimisation du coût global de l'industrie gazière et l'efficacité allocative, c'est-à-dire la juste répartition de ces coûts entre les différents acteurs du marché (firme en place, entrants et consommateurs).

[166] Sous réserve que les fonctions de demande et de coûts vérifient certaines conditions.

Conclusion générale

La déréglementation gazière américaine a profondément modifié le rôle des transporteurs. Auparavant, ils détenaient une position centrale puisqu'ils étaient en position de monopsone vis-à-vis des producteurs et de monopole vis-à-vis des acheteurs à l'autre extrémité de leur réseau. L'introduction de l'ATR a considérablement atténué leur pouvoir de négociation en amont et en aval. Les producteurs disposent, grâce à l'ATR, d'un nombre important d'acheteurs potentiels et le développement des marchés spot ainsi que des marchés dérivés leur offre également des débouchés supplémentaires. En aval, les affréteurs (les Compagnies de Distribution Locales, les industriels et les producteurs d'électricité) peuvent désormais diversifier leur approvisionnement. La séparation des activités de négoce des activités de transport a permis de développement des négociants qui, par le jeu des fusions, se réapproprient le pouvoir de négociation autrefois détenu par les transporteurs.

Au Royaume-Uni, l'ouverture de l'accès des tiers au réseau n'a pas, dans un premier temps, remis en cause le rôle central et le pouvoir de British Gas. Au contraire, le démantèlement des activités de l'opérateur historique a été repoussé afin de conserver à ce dernier une taille susceptible de lui permettre d'intervenir sur les marchés du gaz naturel qui s'ouvrent partout dans le monde à la faveur du mouvement de déréglementation. La position dominante de British Gas et son comportement anti-concurrentiel ont contraint les instances réglementaires à prendre une série de mesures dont les plus marquantes sont la réduction de sa part de marché de 60% et finalement la restructuration pour séparer le transport de la fourniture.

En ce qui concerne le transport par gazoduc, il apparaît qu'aux Etats-Unis comme au Royaume-Uni, les formules de contrôle ne sont pas entièrement satisfaisantes pour les régulateurs. Les modifications apportées par Ofgem à la formule de *price cap* applicable au transport témoignent des insuffisances de la réglementation par plafond de prix. En effet, pour la période réglementaire 1997-2002, le régulateur britannique a décidé d'appliquer un *price cap* hybride dans lequel 50% du plafond est déterminé par l'application de la formule RPI-X classique et 50% par un plafond de recette totale. Cette réforme réintroduit une forme altérée de réglementation par le coût du service puisqu'il s'agit de restreindre les recettes attendues du monopole de façon à ce qu'elles ne soient pas trop déconnectées des recettes autorisées

calculées sur la base des prévisions de coûts et de quantités. La FERC de son côté ne remet pas en question la réglementation *cost plus* des tarifs du transport gazier inter-Etats mais elle initie des expériences de tarification incitative. La démarche américaine est donc symétriquement opposée à la démarche britannique puisqu'il s'agit d'introduire des incitations à l'efficacité dans la réglementation par le coût du service alors qu'aujourd'hui, Ofgem tente d'incorporer une dose de réglementation par le coût du service dans une formule incitative.

La comparaison de la réglementation par plafond de prix et avec celle fondée sur le coût du service menée dans le troisième chapitre, nous a permis d'isoler les points communs et les différences qui caractérisent ces deux types de contrôle tarifaire. Dans les deux cas, il apparaît qu'ils peuvent conduire à un optimum de second rang. Cependant les conditions requises pour qu'une tarification Ramsey-Boiteux soit mise en place par une firme soumise à ces contraintes sont particulièrement restrictives. Dans le cas du *cost plus*, le régulateur doit mettre en place un mécanisme de révision du taux de rendement réglementé en fonction des profits que réalise le monopole réglementé. Le *price cap* ne permet d'atteindre un optimum de second rang que si le plafond est fixé par rapport au surplus du consommateur, ce qui implique une parfaite connaissance par le régulateur des caractéristiques des utilisateurs du gaz naturel. Lorsque le *price cap* est conçu comme un plafond de recette moyenne (comme c'est le cas avec la formule RPI-X), il apparaît que, dans certains cas, une firme multiproduits peut tarifer certains de ces services au-delà de leur prix de monopole. Les inconvénients attachés à la réglementation par le coût du service sont également nombreux. Soumise à un *cost plus*, la firme est incitée à surcapitaliser pour bénéficier d'un rendement autorisé plus élevé. En outre, si elle intervient simultanément sur des marchés réglementés et des marchés non réglementés, la réglementation par le coût du service va biaiser la répartition des coûts fixes entre ces deux types de services.

Cependant, en dépit de ses inconvénients, la réglementation de type *cost plus* semble préférable pour le transport du gaz naturel. En effet, les différents aménagements apportés à la formule de contrôle appliquée aux tarifs de Transco témoignent des difficultés de mise en œuvre d'une réglementation par plafond de recette moyenne pour contrôler les tarifs d'un gazoduc. Le régulateur américain de l'énergie explore également des nouvelles voies pour rendre la réglementation appliquée aux gazoducs inter-Etat plus incitative, mais le processus apparaît moins conflictuel qu'au Royaume-Uni. L'introduction de plafonds sur certains coûts

pour lesquels la firme dispose d'une marge de manœuvre permet notamment d'introduire une dose d'incitation dans la réglementation tarifaire.

L'analyse des réglementations tarifaires appliquées au transport de gaz naturel par gazoducs au Royaume-Uni et aux États-Unis révèle un paradoxe. Le *price cap*, en raison de ses vertus incitatives, est un mode de contrôle approprié à une entreprise potentiellement (ou réellement) soumise à la concurrence. Or, aux Etats-Unis où plusieurs routes desservies par des firmes différentes coexistent dans un même corridor, les tarifs du transport par gazoduc sont réglementés par le coût du service tandis qu'au Royaume-Uni où la nature de monopole naturel du réseau exploité par Transco est peu contestable, les tarifs sont réglementés par un plafond de prix.

Actuellement, que ce soit aux États-Unis ou au Royaume-Uni, les opérateurs de gazoducs ont totalement dissocié leur activité de transport de celle de fourniture. Cependant, au Royaume-Uni, le réseau a été exploité par British Gas qui était présent sur les marchés réglementés et non réglementés jusqu'en 1997. L'intégration verticale vers l'aval de l'exploitant d'un réseau de transport a des conséquences sur la réglementation de la charge d'accès. La règle ECP préconise dans cette situation de fixer la charge d'accès de façon à maintenir le niveau de profit du monopole. Lorsque cette règle est mise en œuvre, le monopole est indifférent à l'entrée de concurrents en aval et les entrants sont nécessairement plus efficaces que la firme en place. Ce principe d'efficacité n'est vérifié que si le prix pratiqué par la firme en place sur le marché aval est égal à son coût marginal. Si, tel n'était pas le cas, alors l'entrée de concurrent moins efficace pourrait s'avérer souhaitable pour le bien-être collectif.

Hors du cadre des marchés contestables, la règle ECP n'est valable que si le régulateur fixe les prix sur le marché aval. Dans ce cas, le modèle d'ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS montre que le régulateur a intérêt à fixer simultanément la charge d'accès et le prix de vente de la molécule en aval. Considérant l'hypothèse des prix finals réglementés comme peu compatible avec l'ouverture des marchés gaziers, nous proposons un modèle de duopole dans lequel la firme en place intégrée verticalement se trouve confrontée à l'entrée d'un concurrent. Lorsque la concurrence s'exerce par les prix, il apparaît que la charge d'accès optimale pour le régulateur place l'entrant et la firme en place sur un pied d'égalité sur le marché aval. Tous les deux réalisent des profits nuls et la charge d'accès est supérieure au coût moyen du transport. Dans le cas de la concurrence par les quantités, la charge d'accès apparaît comme un instrument par lequel le régulateur peut influencer les volumes de gaz mis

conjointement sur le marché par l'entrant et par la firme en place afin de maximiser le bien-être collectif.

Le projet de loi relatif à la modernisation du service public du gaz naturel et au développement des entreprises gazières qui réalise la transposition de la Directive concernant le marché intérieur du gaz prévoit une séparation comptable des activités de Gaz de France. En effet, l'article 11 du Chapitre 1er stipule que « Gaz de France et les autres distributeurs assurant aussi des activités de transport et de stockage ou une autre activité en dehors du secteur du gaz naturel tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés au titre, respectivement, du transport, de la distribution et du stockage de gaz naturel ainsi que, le cas échéant, un compte séparé regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors du secteur du gaz naturel » (Titre III : La transparence et La régulation du secteur du gaz naturel, Chapitre Ier : La transparence et la dissociation des comptabilités, article 11). La problématique liée à la détermination de la charge d'accès dans un contexte d'intégration verticale mérite donc d'être approfondie.

En ce qui concerne la réglementation des tarifs, le législateur français semble privilégier une réglementation par le coût du service puisque l'article 10 du titre I précise que les transporteurs et les distributeurs doivent déposer auprès du régulateur (la Commission de régulation de l'électricité et du gaz) leurs barèmes de prix après chaque mise à jour. L'article précise que « les prix et conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux et installations sont établis en fonction de critères objectifs, transparents et non discriminatoires, en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la qualité de l'approvisionnement en gaz naturel ». Les conditions commerciales générales fournies avec les tarifs doivent être suffisamment détaillées pour faire apparaître les principaux éléments propres à répondre aux demandes des utilisateurs. Une fois votée et appliquée, cette loi subira probablement de nombreuses modifications compte tenu des difficultés qui entourent la détermination de tarifs « justes et raisonnables » de l'accès des tiers aux réseaux de gaz naturel.

Annexes

Annexes au Chapitre 1

Annexe au paragraphe 1.4.1

Figure A1 Les principaux corridors gaziers aux États-Unis et au Canada en 1997

source : Natural Gas Issues and Trends 1998

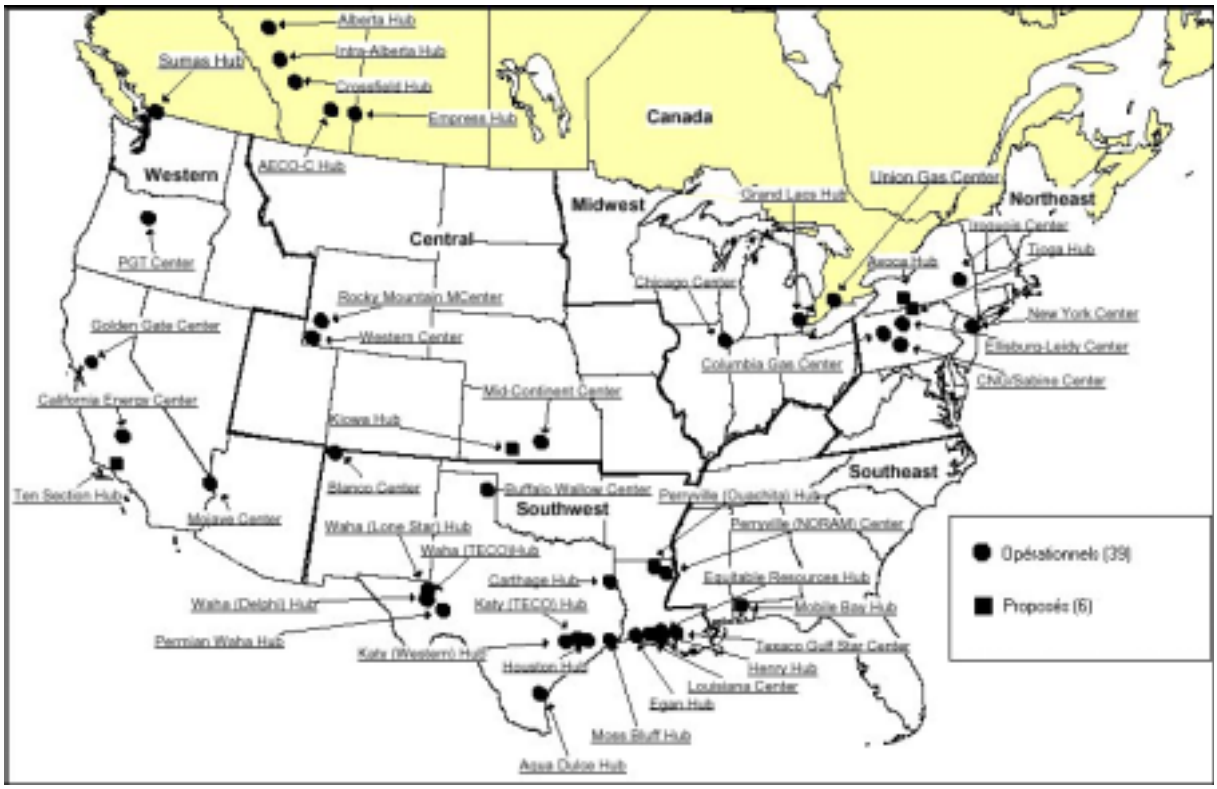
Annexe au paragraphe 2.1.3

Figure A2 Répartition de la capacité de transport ferme selon le type d'affréteurs

sources : EIA, Natural Gas Issues and Trends 1998

Annexe au paragraphe 2.2.3

Figure A3 Localisation des principaux centres aux États-Unis et au Canada



Source : EIA, Natural Gas 1996 Issues and Trends

Les carrefours (*hubs*).

Les carrefours sont des **points de transferts physiques** auxquels sont reliés plusieurs gazoducs. Les différentes canalisations sont connectées à une installation qui permet la réorientation du gaz d'un réseau vers un autre. Des installations de stockage séparées peuvent également être connectées au carrefour mais l'exploitant du *hub* ne contrôle pas les relations des clients avec ces installations. Il se contente d'orienter la circulation des volumes de gaz de ces clients. La plupart de ces *hubs* sont situés à proximité des zones de production, ils orientent le gaz vers les marchés de consommation. Ils n'ont que rarement une activité bidirectionnelle.

Les carrefours commerciaux (*market hubs*).

Ils offrent les mêmes services que les carrefours précédents mais auxquels il faut ajouter d'autres prestations qui facilitent l'achat, la vente, et le transport du gaz à l'intérieur de l'installation. Ces services supplémentaires incluent généralement l'organisation des services de stockage, de traitement, de gestion des pointes de demande, de transfert de titres pour l'achat/vente de gaz, les échanges de gaz anonymes (via des systèmes d'échange électronique). Les carrefours commerciaux proposent également des services d'informations

et l'accès à des systèmes d'échange électroniques (*electronic gas trading*). *Henry Hub* en Louisiane et *Katy Hub* dans l'est du Texas sont des carrefours commerciaux. Ils proposent des services comme le parking, le prêt, l'équilibrage et les transferts de gaz intra-*hub* en plus des services traditionnels des *hubs* que sont le transport et l'interconnexion.

Les centres commerciaux (*market centers*)

Ils peuvent exister indépendamment de toute installation technique, mais la plupart du temps ils utilisent l'infrastructure d'un ou plusieurs gazoducs ce qui leur permet de fonctionner comme un *hub*. En général, ils sont reliés à d'autres centres et sont accessibles de plusieurs régions. Ils peuvent offrir un accès au stockage et organiser le transport du gaz d'un point de réception dans la zone de production vers le point de livraison choisi par le client. Ils offrent également tous les services associés au transport de gaz que peuvent désirer les clients comme le stationnement de court terme, le prêt/emprunt de gaz, l'équilibrage, etc. L'*Union Hub* en Ontario au Canada et le *Columbia Market Center* aux États-Unis sont deux exemples de type de centres. Tous deux proposent un service d'échanges de gaz pour leurs clients grâce aux nombreuses connexions et aux multiples points de livraisons dont ils disposent sur les réseaux auxquels ils sont associés mais aucun des deux n'exploite un *hub* physique.

Les différents services proposés par les hubs

- **le transport** (*wheeling*) : service qui consiste à transférer le gaz d'un réseau à un autre. Ces transferts s'effectuent soit par transport physique du gaz dans les canalisations du centre, soit par compensation (échanges).
- **le stationnement** (*parking*) : transaction de court terme dans laquelle le centre conserve le gaz de l'expéditeur pour une livraison ultérieure. Ce service s'effectue souvent par stockage, mais parfois par remplacement.
- **le prêt** (*loaning*) : avance de gaz de court terme par le centre à l'expéditeur. Ce service est également connu sous le nom d'avance (*advancing*), stationnement inversé (*reverse parking*) et rééquilibrage (*imbalance resolution*).
- **le stockage** (*storage*) : le stockage se caractérise par une durée plus longue que celle du stationnement, les opérations d'injection et de retrait peuvent être facturées séparément ;

- **le service de pointe** (*peaking*) : vente de gaz à court terme (pour moins d'un jour en général) pour que le client puisse faire face à une augmentation de la demande ou à des manques de gaz ;
- **les ventes de gaz** ;
- **les transferts de propriété** (*title transfer*) : le centre enregistre les changements de propriétés d'un volume de gaz, plusieurs changements peuvent survenir avant que le gaz ne quitte le carrefour ;
- **les échanges électroniques** (*electronic trading*) : systèmes qui permettent la mise en contact électronique des acheteurs et des vendeurs ; les clients du centre se connectent pour entrer leur nominations, examiner la position de leur compte, accéder au courrier électronique et aux BBS (*bulletin board services*) ;
- **l'administration** : les centres fournissent une assistance administrative aux expéditeurs ;
- **la compression** : service de compression séparé du service de transport ;
- **la gestion du risque** : services qui réduisent les risques de prix supportés par les acheteurs et les vendeurs;
- **les transferts de centres à centres** (*hub-to-hub transfer*) : organiser la réception du gaz d'un client sur une connexion d'un carrefour avec une livraison simultanée sur une connexion éloignée située sur un autre carrefour.

Exemples d'opérations sur un centre commercial

Un expéditeur disposant d'une capacité réservée sur un gazoduc A souhaite livrer du gaz à un utilisateur final situé sur un réseau B. L'expéditeur peut conclure un accord avec un centre commercial qui fournira le service de décompression/compression si les deux gazoducs ne font pas transiter le gaz à la même pression. La capacité nécessaire sur le gazoduc à peut être recherchée par le centre commercial. À l'opposé, l'expéditeur peut s'en remettre au centre pour revendre sa capacité excédentaire sur le réseau A, le centre prenant en charge toutes les démarches administratives. Pour couvrir tout déséquilibre qui peut se produire lorsque la production achetée dépasse la capacité réservée sur le réseau A, l'expéditeur peut passer un accord d'équilibrage avec le centre.

Un gros consommateur ou une CDL avec une capacité de transport garanti réservée sur un gazoduc D achète du gaz dans une région desservie par un gazoduc C qui ne peut que proposer un service de transport interruptible. L'expéditeur peut faire transiter tous ses volumes sur le gazoduc C en période creuse; les quantités excessives de gaz sont alors stockées dans des installations à cycle rapide à partir du centre. Lorsque l'expéditeur fera face à une augmentation de la demande de gaz qui lui est adressée, le centre fournira le gaz nécessaire en déstockant. Si la demande de l'expéditeur dépasse les quantités stockées, le centre peut lui consentir un prêt de gaz, l'expéditeur devant « rembourser » son emprunt dans un délai donné. Plusieurs centres proposent un service de suivi en temps réel afin de prévenir les expéditeurs lorsque ce genre de déséquilibre est imminent.

Annexe au paragraphe 2.3 .3.

Installée à Houston au Texas, Enron est une des plus grosses compagnies intégrées intervenant dans le secteur du gaz naturel. Ses actifs s'élèvent (en 1997) à 13 milliards de $ et elle emploie à peu près 7000 personnes dans le monde. *Enron Operations Corporation* (EOC) exploite le deuxième plus grand système de transport de gaz naturel dans le monde avec plus 37000 miles de gazoducs. Elle est également un des principaux acteurs de la filière du gaz naturel. Parmi les nombreuses filiales du groupe, citons *Enron Capital Trade and Resources* (ECT) qui est le principal acheteur et négociateur de gaz naturel en Amérique du Nord ainsi que le plus important négociant en électricité sur le marché déréglementé. ECT est le principal fournisseur de gaz des producteurs d'électricité d'Amérique du Nord et participe à de nombreux projets pilotes menés au niveau des États pour la vente d'électricité aux utilisateurs du secteur résidentiel et commercial. ECT figure parmi les leaders dans le service financier aux entreprises énergétiques en Amérique du Nord. Par l'intermédiaire de ses filiales, elle détient des participations dans deux gazoducs et dans des installations de stockage. ECT négocie du gaz et de l'électricité au Royaume-Uni et dispose de bureaux dans les pays du nord de l'Europe, l'Allemagne et l'Europe de l'Est. En Amérique du Sud, ECT fait du financement de projet et de la gestion de risque. *Enron International* rassemble *Enron Development Corporation* (EDC) et *Enron Global Power & Pipelines* (EPP). EDC intervient dans la mise en oeuvre de projets liés aux infrastructures énergétiques, plus spécialement dans les pays qui privatisent leurs infrastructures.

Enron détient 59% de EPP qui possède et gère des gazoducs ainsi que des centrales électriques un peu partout dans le monde. *Enron Oil & Gas Company* (EOG) recherche les

opportunités d'exploration et de production dans le secteur pétrolier qui présentent des coûts et des délais faibles. Parmi les pétroliers indépendants aux États-Unis, EOG est un des plus actifs avec un poids croissant sur la scène internationale. Les réserves d'EOG s'élèvent à 3,6 billions de pieds cubes de gaz naturel. Ces réserves sont à 88% sur le territoire des États-Unis et elles sont constituées à 92% de gaz naturel.

Annexe au paragraphe 2.2.4

Figure A4 Intérêts ouverts sur le contrat à terme du Nymex

Source : EIA, Natural Gas Issues and Trends 1998
EIA, Natural Gas Issues and Trends 1994

* Le terme spéculateur désigne ici tous les participants au marché à terme du Nymex qui n'ont pas une activité commerciale dans l'industrie du gaz naturel (les institutions financières par exemple).

Figure A5 Evolution de la moyenne des prix à la tête du puits en $ (nominal) par milliers de pieds cubes.

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

Tableau A1 Coût du service agrégé et éléments constitutifs des tarifs des principales compagnies de transport inter-Etats, 1988 - 1994

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Coût du service agrégé (en milliards de dollars courants)							
Rendement sur assiette du tarif							
. Assiette totale du tarif	20,220	18,944	23,178	25,711	26,307	26,137	25,618
. % de rendement sur fonds propres	6,43	6,39	6,64	6,62	6,37	6,63	5,74
. % de rendement sur dette	5,05	5,3	4,79	4,77	4,27	4,84	4,42
. Rendement sur fonds propres	1,300	1,211	1,539	1,702	1,676	1,733	1,470
. Rendement sur dette	1,021	1,004	1,110	1,226	1,123	1,265	1,132
Dépenses de fonctionnement et de maintenance	6,965	8,036	5,515	8,412	7,163	6,795	5,419
Autres dépenses d'exploitation							
. Dépréciation et amortissement	1,551	1,344	1,349	1,302	1,118	1,529	1,307
. Impôts sur les bénéfices	0,725	0,682	0,866	0,989	1,020	1,013	0,848
. Autres dépenses	0,508	0,733	0,678	0,015	0,740	0,721	0,917
Coût total agrégé du service	12,070	13,009	11,057	13,646	12,840	13,055	11,093
Gaz naturel livré aux consommateurs (en milliards de pieds cube)	16320	17102	16820	17305	17786	18488	18851
Éléments du tarif unitaire (en dollars constants de 1994 par millier de pieds cube)							
Rendement total sur assiette du tarif	0,17	0,15	0,18	0,18	0,16	0,17	0,14
Dépenses de fonctionnement et de maintenance	0,52	0,55	0,36	0,52	0,42	0,38	0,29
Autres dépenses d'exploitation							
. Dépréciation et amortissement	0,12	0,09	0,09	0,08	0,07	0,08	0,07
. Impôts sur les bénéfices	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,04
. Autres dépenses	0,04	0,05	0,04	0,00	0,04	0,04	0,05
Coût total unitaire du service	0,90	0,88	0,73	0,85	0,75	0,72	0,59

Source: Energy Information Administration (EIA), 1995, « Energy Policy Act Transportation Study: Interim Report on Natural Gas Flow and Rates », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (DOE)

Annexes au Chapitre 2

Annexe au paragraphe 1.3.6

Tableau A2 la structure de British Gas après le démantèlement de 1997

BG plc	*CENTRICA*
TRANSCO	BRITISH GAS Home Energy
BG Exploration & Production	Business Gas
BG International Downstream	BRITISH GAS Services
Property Division	Energy Centres
The Leasing Group	Scottish Gas
BG Storage	Nwy Prydain Ynni Cartref
BG Technology	Accord
	HRL (Morecambe)

Annexe au paragraphe 2.5.2

Décomposition des coûts de Transco retenue par la MMC

Tableau A3 Les coûts de Transco anticipés par la MMC

Années	Coûts d'exploitation	Amortissement	Rendement actionnaires	Total
	Millions de £ (prix de 1996)			
1	1434	528	745	2707
2	1302	546	803	2651
3	1271	566	784	2621
4	1253	578	757	2588
5	1229	588	737	2554
Totaux	**6489**	**2806**	**3826**	**13121**

Source : UK Gas Report, 1er août 1997.

Bibliographie

1. AGENCE INTERNATIONALE de l'ENERGIE, 1994, « Natural Gas Transportation : Organisation and Regulation », OCDE.

2. ANGELIER J.P., 1994, « Le gaz naturel », Economica – Cyclope

3. ARMSTRONG M., COWAN S., VICKERS J., 1994, « Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience », The MIT Press

4. ARMSTRONG M., COWAN S., VICKERS J., 1995, « Nonlinear pricing and price cap regulation », *Journal of Public Economics*, n°58, pp.33-55

5. ARMSTRONG M., COWAN S., VICKERS J., 1996, « The access pricing : a synthesis », *Journal of Industrial Economics*, vol. XLIV, n°2, juin.

6. ARMSTRONG M., DOYLE C., 1995, « The Economics of Access Pricing », *rapport établi pour la division « Competition and Consumer Policy » de l'OCDE*, OCDE.

7. ARMSTRONG M., VICKERS J., 1991, « Welfare effects of price discrimination by a regulated monopolist », *Rand Journal of Economics*, vol. 22 - n°4, pp.571-580

8. AVERCH H. et JOHNSON L.L., 1962, « Behavior of the firm under Regulatory Constraint », *The American Economic Review*, vol. 52, n°5, décembre 1962, pp. 1053-1069

9. BALLOT A., 1990, « La dérégulation du gaz aux États-Unis », *Economies et Sociétés*, pp.71-80

10. BARANES E, JEANNERET M.-H., 1996, « Ouverture des réseaux de télécommunications, problèmes et enjeux », *Revue Economique*, n°6, pp. 1297-1308

11. BARON D., MYERSON R., 1982, « Regulating a monopolist with unknown costs », *Econometrica*, n°50, pp.911-930

12. BAUMOL W. J., PANZAR J.C., WILLIG R.D., 1986, « On the theory of Perfectly Contestable Markets », *New developments in the analysis of Market Structure* , STIGLITZ J.E., MATHEWSON G.F. eds.

13. BAUMOL W.J. et SIDAK G., 1994, « The pricing of inputs sold to competitors", *The Yale Journal on Regulation*, vol. 11, pp. 171-202

14. BEESLEY M.E., LITTLECHILD S. C., 1989, « The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom », *Rand Journal of Economics*, vol. 30 – n°3

15. BENARD, J., 1988, « Réglementations publiques de l'activité économique », *Revue d'Economie Politique*; n°1, pp. 1-59

16. BERNSTEIN J.I, SAPPINGTON D.E.M., 1999, « Setting the X factor in price cap regulation plans », *Journal of Regulatory Economics*, n°16, pp. 5-25

17. BG plc , 1997 ,« Annual Report and Accounts 1996 » , Londres

18. BG plc , 1998 ,« Annual Report and Accounts 1997 » , Londres

19. BÖS D., 1994, « Pricing and Price Regulation An Economic Theory for Public Enterprises and Public Utilities » , Elsevier ed.

20. BRADLEY I., 1993, « Price Cap Regulation and Market Definition », *Journal of Regulatory Economics*, n°5, pp. 337-347

21. BRAEUTINGAM R. et PANZAR J., 1993, « Diversification incentives under "price-based" and "cost-based" regulation», *Rand Journal of Economics*, vol. 20 –n°3, pp.373-391

22. BRAEUTINGAM R. et PANZAR J., 1993, « Effects of a change from rate-of-return regulation », *American Economic Review*, 83, 2, mai, pp. 191-198

23. BRENNAN T.J., 1991, « Regulating by Capping Prices », *in Einhorn M.A. (Ed.) « Price Cap and Incentive Regulation in Telecommunication* », Kluwer Academic Publishers, London, pp. 33-45.

24. BRINKMANN E. J. - RABINOVITCH R., 1995, « Regional Limitations on the Hedging Effectiveness of Natural Gas Futures », *The Energy Journal*, Vol.16, N°3, IAEE.

25. BROCHU S., 1997, « La déréglementation et la création d'entreprises multiénergétiques », *Revue de l'Énergie*, n°486 (mars-avril 1997), pp. 271-275

26. BROCK W., SCHEINKMAN J. , EVANS D., 1983, « Free entry and the sustainability of natural monopoly : BERTRAND revisited by COURNOT », *Breaking up Bell*.

27. CAILLAUD B., 1990, « Regulation, Competition and Asymetric Information », *Journal of Economic Theory*, n°57, pp.87-110

28. CHAMOUX J.P., 1994, « La déréglementation des réseaux, un mouvement mondial et séculaire », *Réalités Industrielles*, Octobre 1994, pp. 31-35

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

30. CHEVALIER J.M., 1992, « Stratégies des entreprises face au marché européen du gaz naturel », *Economies et Sociétés n° spécial « Le développement du gaz naturel: Enjeux pour l'Europe »*, p.319

31. CHEVALIER J.M., 1995, « Les réseaux de gaz et d'électricité : multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle », *Revue d'Economie Industrielle*, n°72 (2ème trimestre 1995), pp.7-30

32. CLARK R., DAVIS S., DRIFFIELD N., 1998, « Monopoly Policy in the UK », Edward Elgar

33. COWAN S., 1997a, « Price-Cap Regulation and Inefficiency in Relative Pricing », *Journal of Regulatory Economics*, n°12, pp. 53-70

34. COWAN S., 1997b, « Tight Average Revenue Regulation can be Worse than no Regulation », *Journal of Industrial Economics*, n°37, pp. 99-106

35. CRETI A., PERROT A., 1997, « Les entreprises en réseaux », *Réglementation et Concurrence*, Economica.

36. CREW M.A., CROKER K., 1991, « Diversification and regulated monopoly » in *Competition and the regulation of utilities*, CREW M.A. ed., Kluwer.

37. CREW M.A., KLEINDORFER P.R., 1996, « Incentive Regulation in the United Kingdom and the United States : Some Lessons », *Journal of Regulatory Economics*, n°9, pp. 211-225

38. CURIEN N., 1994, « L'accès et l'usage téléphoniques : modélisation conjointe et tarification optimale », *Revue Economique*, n°2, pp. 415-458

39. CURIEN N., 1994, « Régulation des réseaux : approches économiques », *Réalités Industrielles*, Octobre 1994, pp. 20-27

40. DAVID L. – MIRABEL F., 1998, « La tarification de l'accès des tiers au réseau : le cas du gaz » ; *Revue de l'Energie* ; n°499 ; juillet - août - septembre 1998, Paris.

41. DELANDE M., « Marché à terme: Information, Incertitude, Equilibre », Economica, 1992

42. Department of Trade and Industry & Ofgas, mai 1996, « Gas Acts 1995 Standard conditions of public gas transporters' licence», document légal , Londres

43. Department of Trade and Industry & Ofgas, mai 1996, « Gas Acts 1995 Standard conditions of public gas suppliers' licence», document légal , Londres

44. Department of Trade and Industry & Ofgas, mai 1996, « Gas Acts 1995 Standard conditions of public gas shippers' licence», document légal , Londres

45. Department of Trade and Industry & Ofgas, mars 1997,« Gas Acts 1986 and 1995 Standard conditions of shippers' licence as modified to march 1997 », Londres

46. Department of Trade and Industry & Ofgas, mars 1997,« Gas Acts 1986 and 1995 Standard conditions of transporters' licence as modified to march 1997 », Londres

47. Department of Trade and Industry & Ofgas, mars 1997,« Gas Acts 1986 and 1995 Standard conditions of suppliers' licence as modified to march 1997 », document légal , Londres

48. Department of Trade and Industry, juillet 1998 , « A fair Deal for Consumers - Modernising the Framework for Utility Regulation - The Response to Consultation » , extrait du site : http://www.dti.gov.uk/

49. Department of Trade and Industry, mai 1998,« A fair Deal for Consumers - Modernising the Framework for Utility Regulation - Consultation Document », Londres

50. DIGEC, 1993, « Les évolutions des transporteurs gaziers dans le monde: analyse comparative », Rapport d'activité de la DIGEC

51. DOANE M. J. - SPULBER D. F., 1994, « Open Access and the Evolution of the U.S. Spot Market for Natural Gas », *Journal of Law and Economics*, vol. XXXVII (octobre 1994), pp. 477-517

52. ECONOMIDES N., WHITE L., 1995, « Access and Interconnection Pricing : How Efficient is the "Efficient Component Pricing Rule" », *Antitrust Bulletin*

53. ELLIG J., 1995, « Why do Regulators Regulate? The Case of the Southern California Gas Market », *Journal of Regulatory Economics*, n°7 (1995), pp.293-308

54. ENCAOUA D., MOREAUX M.,1987, « L'analyse théorique des problèmes de tarification et d'allocation des coûts dans les télécommunications », *Revue économique*, vol.38, pp. 375-411

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

56. Energy Information Administration (EIA), 1995b, « Energy Policy Act Transportation Study: Interim Report on Natural Gas Flow and Rates », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (DOE)

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

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

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

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

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

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

63. Energy Information Administration (EIA), 2000, « The Evolution of Gas Markets in the United States », Office of Oil & Gas, US Department of Energy (EIA/DOE)

64. FINON D., 1992, « Comparaison du changement des industries de réseaux aux États-Unis et en Europe », *Présentation au congrès de l'Association Internationale des Economistes de l'Energie*, 13 p.

65. FINON D., 1992, « Maturité des industries gazières », *Economies et Sociétés n° spécial « Le développement du gaz naturel: Enjeux pour l'Europe »*, 1992, p.p 189-221

66. FRASER R., 1995, « The relationship between the costs and prices of a multi-product monopoly : the role of price cap regulation », *Journal of Regulatory Economics*, n°8, pp. 23-31

67. Gas Matters , juillet 1997, « MMC 1997 - A Very Political Victory » , Londres.

68. GAUDEMET L.M., RENESME G., 1992, « La tarification du gaz naturel en Europe », *Economies et Sociétés n° spécial « Le développement du gaz naturel: Enjeux pour l'Europe »*, p.159-172

69. HOLLAS D. R., 1994, « Downstream Gas Pricing in an Era of Upstream Deregulation », *Journal of Regulatory Economics*, n°6 (1994), pp. 227-245

70. HOLLAS D. R., 1999, « Gas Utility Prices in a Restructured Industry », *Journal of Regulatory Economics*, n°16, pp. 167-185

71. JACQUEMIN A. - SLADE M.E., 1989, « Cartels, Collusion and Horizontal Merger », *Handbook of Industrial Organization - SCHMALENSEE R. - WILLIG R.D. ed.*, volume 1 - chapitre 7, pp. pp.415-473

72. JOSKOW P, 1997, «Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector», *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 11 No. 3 (Summer 1997), pp.119-138

73. JOSKOW P. (ed)., 2000, « Economic Regulation », Critical Ideas in Economics series, Edward Elgar

74. JURIS A., 1998, « Development of Competitive Natural gas markets in the United States », *Public Policy for the Private Sector – the World Bank Group*, note n°141 (avril 1998)

75. KLEIN C.C. - SWEENEY G.H., 1999, « Regulator preferences and utility prices: evidence from natural gas distribution », *Energy Economics*, n°21, pp.1-15

76. KLEIN C.C., 1993, « A comparison of cost-based pricing rules for natural gas distribution utilities », *Energy Economics*, juillet 1993, pp.176-182

77. KLEIT A.N. , 1998, « Did Open Access Integrate Natural Gas Markets? An Arbitrage Cost Approach », *Journal of Regulatory Economics*, n° 14, pp.19-33

78. LAFFONT J.-J. et TIROLE J., 1993, « A theory of incentives in procurement and regulation », The MIT Press.

79. LAFFONT J.-J. et TIROLE J., 1997, « Accès, prix et concurrence », *Politique Economique : Fondements théoriques*, Ed. ARTUS P., CARTAPANIS A., LAUSSEL D., Economica

80. LAFFONT J.J., 1994, « La nouvelle économie de la réglementation », *Revue d'Economie Industrielle*, hors – série, pp. 331-366

81. LAFFONT J.J., TIROLE J., 1993, « A Theory of Incentives in Procurement and Regulation », MIT Press

82. LASSIAILLE R., 1992, « L'économie du gaz naturel dans les spécificités de la zone européenne », *Economies et Sociétés n° spécial « Le développement du gaz naturel: Enjeux pour l'Europe »*, pp.69-92

83. LEWIS T.R., SAPPINGTON D.E.M., 1989, « Regulatory options and price cap regulation », *Rand Journal of Economics*, vol.20 - n°3, pp.405-415

84. LISTON C., 1993, « Price-Cap versus Rate-of-Retum Regulation », *Journal of Regulatory Economics*, n°5, pp. 25-48

85. LOEB M., MAGAT W., 1979, A decentralized method of utility regulation, Journal of Law and Economics, n°22, pp. 399-404

86. LOGAN J.W., MASSON R.T., REYNOLDS R.J., « Efficient Regulation with Little Information : Reality in the limit ? », *International Economic Review*, vol. 29 – n°3, pp.467-476

87. LYON T.P., 1996, « A Model of Sliding-Scale Regulation », *Journal of Regulatory Economics*, n°9, pp. 227-247

88. MC LAUGHLIN R. - MEHRAN H., 1995, « Regulation and the Market for Corporate Control: Hostile Tender Offers for Electricity and Gas Utilities », *Journal of Regulatory Economics*, n°8 (1995), pp.181-204

89. MILGROM P., ROBERTS J., 1992, « Economics, Organization & Management », Prentice Hall.

90. NEU W., 1993, « Allocative Inefficiency of price cap regulation », *Journal of Regulatory Economics*, n°5, pp. 159-182

91. Office National de l'Énergie, 1996, «Évaluation du marché du gaz naturel: dix ans après la déréglementation», Novembre 1996

92. OFGAS , « 1997 Price Control Review British Gas' Transportation and Storage - The Director General's initial proposals », volume 1 et 2 , mai 1996, Londres.

93. OFGAS, 1998, « Annual Report 1997 - Summary », extrait du site http://www.ofgas.gov.uk/

94. OFGAS, 1999, « Annual Report 1998 », extrait du site http://www.ofgas.gov.uk/

95. OFGAS, 25 juin 1998, " Multi-Utility could be beneficial, say regulators ", *Press Release*, extrait du site : http://www.ofgas.gov.uk/

96. OFGAS, février 1998, «BG Transportation and Storage The Director General's Price Control Proposals April 1997 – March 2002- Licence Modifications», Londres

97. OFGAS, janvier 98,« Marketing of gas to domestic customers : licence modification », document final , Londres

98. OFGAS, mars 1998, « An on-the-day Commodity Market for the gas balancing regime », document de consultation , Londres

99. OFGAS, novembre 1997,« Ofgas' Submission to The Review of Utility Regulation », récupéré sur le site Internet d'Ofgas : http://www.ofgas.gov.uk/

100. OFGAS, novembre 1998, « Gas Competition Review : August 1998 », extrait du site http://www.ofgas.gov.uk/

101. OFGAS, novembre 1999,« Review of British Gas Trading's Price Regulation – Initial Proposals», extrait du site http://www.ofgas.gov.uk/

102. OFGAS, octobre 1997, «BG Transportation and Storage The Director General's Price Control Proposals April 1997 – March 2002 – Notice of Proposed Licence Modification», Londres.

103. OFGAS, septembre 1998,« An on-the-day Commodity Market for the gas balancing regime », document final, Londres

104. OFGEM, août 2000,« Review of Gas Metering Arrangements Project proposal », Londres, extrait du site http://www.ofgas.gov.uk/

105. OFGEM, septembre 1999,« The new gas trading arrangements - Designation of the independent market operator and regulation of the on-the-day commodity market - A decision document », Londres

106. PERCEBOIS J., 1989, « Economie de l'énergie », Economica

107. PERCEBOIS J., 1992, « Les Controverses sur la déréglementation gazière en Europe », *Economies et Sociétés n° spécial « Le développement du gaz naturel: Enjeux pour l'Europe »*, pp. 222-238

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

109. PERCEBOIS J., 1999, « The gas deregulation process in Europe : economic and political approach », *Energy Policy*, n°27, pp. 9-15

110. PERROT A.(ed), « Réglementation et concurrence », Economica, 1997

111. PERROT A., 1995, « Ouverture à la concurrence dans les réseaux : l'approche stratégique de l'économie des réseaux », Economie et Prévision, N°119, pp. 59-71

112. PERRY M.K., 1996, « Vertical Integration: Determinants and effects », *Industrial Market Structure and Economic Performance - SCHERER F.M. - ROSS D. ed.*, chapitre 4, pp.185-255

113. PONDAVEN C., 1994, « Economie des Décisions publiques », Vuibert

114. RAINELLI M., 1993, « Economie Industrielle », Dalloz

115. RUSSO M.V., TEECE D.J., 1998, « Natural Gas Distribution in California », *Strategy, Technology an Public*, vol.2, pp.510-611

116. RUTLEDGE I., WRIGHT P., 1999, « *Natural Gas Companies Worldwide – Competition and Performances Indicators* », rapport SERIS (Sheffield Energy and Resources Information Services), volume 5, décembre 1999

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

118. RUTLEDGE I., WRIGHT P., 2000b, « *Corporate Realignments in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union?* », Working Paper, avril 2000

119. SAGA B., 1994, « L'ATR en pratique : le gaz dans les pays anglo-saxons », *Réalités Industrielles*, Octobre 1994, pp.80-84

120. SAPPINGTON D.E.M., 1980, « Strategic firm behavior under a dynamic regulatory adjustment process », *Bell Journal of Economics*, n°11, pp.360-372

121. SAPPINGTON D.E.M., SIBLEY D.S., 1988, « Regulating without cost information : The Incremental Surplus Subsidy Scheme », International Economic Review, vol. 29 – n°2, pp.297-306

122. SAPPINGTON D.E.M., SIBLEY D.S., 1992, « Strategic nonlinear pricing under price cap regulation », *Rand Journal of Economics*, vol.23 - n°1, pp.1-19

123. SCHERER F.M. - ROSS D., 1996, « Industrial Market Structure and Economic Performance » 3ème édition, Houghton Mifflin Company

124. SCHMALENSEE R., 1989, « Good Regulatory Regimes », *Rand Journal of Economics*, vol.20 - n°3, pp.417-435

125. SERLETIS A., 1997, « Is there an East-West Split in North American Natural Gas Markets? », *The Energy Journal*, pp.47-62

126. SIBLEY D.S., 1989, « Asymetric information, incentives and price cap regulation », *Rand Journal of Economics*, vol.20 - n°3, pp.392-404

127. SMEERS Y., 1997, « Computable equilibrium and the restructuring of the European electricity and gas markets », *The Energy Journal*, 18(4), pp.1-32

128. STOFFAËS C., 1994, « La régulation des réseaux aux Etats Unis », *Réalités Industrielles*, Octobre 1994, pp. 36-47

129. TEECE D.J. (ed), 1998, « Strategy, Technology an Public Policy - The selected paper of David J. Teece », Volume 2, Edward Elgar

130. TEECE D.J., 1998, « The Uneasy Case for Mandatory Contract Carriage in the Natural Gas Industry », *Strategy, Technology an Public Policy- TEECE D.J. ed.*, vol.2, pp.510-611

131. TERZIAN P. (Commissariat Général du Plan), 1997, « Le gaz naturel : perspectives pour 2010-2020 : disponibilités, contraintes et dépendances » , Economica

132. TIROLE J., 1994, « Théorie de l'organisation industrielle », Economica.

133. TRANSCO, 1996, « The Network Code Summary » , extrait du site http://www.transco-bgplc.com/

134. TRANSCO, 1998, « Transportation Charges 1998 », extrait du site http://www.transco-bgplc.com

135. TRANSCO, 1999, « Transportation Charges 1999 », extrait du site http://www.transco-bgplc.com

136. Transco, 1999, « Transportation Ten Year Statement » , extrait du site http://www.transco-bgplc.com/

137. TRANSCO, juin 1997, « BG's response to MMC report », extrait du site http://www.transco-bgplc.com/

138. UK Gas Report, 13 février 1998, « Reports calls for utility regulators to be replaced by one competition watchdog », *Utilities update*, Londres

139. UK Gas Report, 1er août 1997,« Ofgas proposes volume-linked cap on Transco revenues », *Price Control update*, Londres

140. UK GAS REPORT, 22 mai 1998, " Utility regulators join forces to examine growth and control of multi-utilities ", *Regulation Update*, Londres

141. UK GAS REPORT, 24 novembre 1997,« Ofgas opposes broader duties for regulators in government review », *Regulation update*, Londres

142. UK GAS REPORT, 27 mars 1998, « Government's utility regulation review gives consumers top priority », *Regulation update*, Londres

143. UK GAS REPORT, 29 août 1997, « BG fights back over proposed volume-linked revenue cap», *Price Control update*, Londres

144. UK GAS REPORT, 8 mai 1998, « DTI advertises for new Ofgas DG and joint energy regulator », *News and Views*, Londres

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

146. VOGELSANG I., 1988, « A Little Paradox in the Design of Regulatory Mechanism », *International Economic Review*, vol. 29 – n°3, pp.467-476

147. VOGELSANG I., FINSINGER J., 1979, « A regulatory adjustment process for optimal pricing by multiproduct monopoly firms », Bell Journal of Economics, n°10, pp.157-171

148. WALLS W. D., 1995, « An Econometric Analysis of the Market for Natural Gas Futures », *The Energy Journal* , Vol. 16, N°1 ,1995

149. WILLIG, R.D. , 1979, « The theory of Network Access Pricing », *Issues in Public Utility Regulation*, HM. Trebing ed.

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE **1**

PREMIERE PARTIE : LES EXPERIENCES AMERICAINE ET BRITANNIQUE DE DEREGLEMENTATION

CHAPITRE 1 LA DEREGLEMENTATION ET SON IMPACT SUR L'ORGANISATION DE L'INDUSTRIE GAZIERE NORD-AMERICAINE **7**

INTRODUCTION **8**

SECTION 1 LE CADRE REGLEMENTAIRE DE L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL **10**

1.1. Les institutions en charge de la réglementation/déréglementation *10*

1.2. Le contexte d'avant 1982 ..... *11*

1.2.1. Le Natural Gas Act (1938) 11

1.2.2. L'arrêt Philips (1954) 12

1.2.3. Le Natural Gas Policy Act (1978) 13

1.2.4. Libéralisation de la production et première ouverture de l'accès des tiers aux réseau (1985-1992) 14

1.2.4.a. Le décret 436 et le décret 500 14

1.2.4.b. Le Natural Gas Wellhead Decontrol Act (1989) 16

1.3. Deuxième phase de la déréglementation : le décret 636 ..... *16*

1.3.1. La séparation des activités des gazoducs (unbundling) 17

1.3.2. La revente de capacités 17

1.3.3. La réforme des tarifs de transport : la méthode SFV 17

1.3.4. Les coûts de transition 18

1.4. Une approche critique du processus de déréglementation gazière américain *20*

1.4.1. Les compagnies de transport et l'ATR 20

1.4.1.a. Les clauses Take-Or-Pay 20

1.4.1.b. Les gazoducs inter-Etats sont-ils des « essential facility » ? 21

1.4.1.c. L'incitation à exploiter le réseau efficacement 21

1.4.1.d. Les coûts de transaction 21

1.4.2. Les affréteurs bénéficiaires de l'ATR 22

1.4.2.a. Les Compagnies Locales de distribution 22

1.4.2.b. La gestion des approvisionnements 23
1.4.3. Une remise en question de la séparation des activités de transport et de commercialisation 23
SECTION 2 LES CONSEQUENCES DE LA DEREGLEMENTATION GAZIERE 25
2.1. Les réactions des acteurs de l'industrie gazière 26
2.1.1. La production 26
2.1.2. Le transport 27
2.1.3. La distribution 28
2.1.3.a. L'excédent de capacités réservées par les affréteurs 28
2.2. De nouveaux marchés et de nouveaux contrats 30
2.2.1. L'évolution des contrats d'approvisionnement 30
2.2.1.a. Les contrats à court terme 30
2.2.1.b. Les contrats à moyen terme 31
2.2.1.c. Les contrats à long terme 32
2.2.2. Les nouveaux échanges de capacités de transport 32
2.2.2.a. Le marché secondaire de la capacité 33
2.2.2.b. Le marché gris (gray market) 34
2.2.3. Le développement des hubs 35
2.2.4. Le développement des instruments de couverture 38
2.2.4.a. Les contrats à terme 38
2.2.4.b. Les options sur contrats 40
2.2.4.c. Les swaps 40
2.2.4.d. Comparaison et évolution 40
2.3. Les stratégies d'intégration 43
2.3.1. Intégration horizontale 43
2.3.1.a. Dans la production 43
2.3.1.b. Dans le négoce 44
2.3.1.c. Dans la distribution 45
2.3.2. Intégration verticale 46
2.3.3. La diversification 48
2.4. Conclusion 49
SECTION 3 LES QUESTIONS EN SUSPENS 50
3.1. Au niveau du transport inter-Etats 50
3.1.1. Le renouvellement des contrats de transport 50

3.1.2. Le marché secondaire de la capacité de transport 51
3.1.3. Le transport de court terme 51
3.2. La déréglementation gazière au niveau des Etats 53
3.2.1. L'évolution du rôle des distributeurs 53
3.2.2. La déréglementation des différents marchés de détail 54
3.2.3. Les problèmes soulevés par la déréglementation locale 57
3.3. Conclusion 60
SECTION 4 LES TARIFS DE TRANSPORT ET LEUR REGLEMENTATION 61
4.1. Les relations entre le gazoduc et l'affréteur 61
4.1.1.a. Le service ferme 61
4.1.1.b. Le service interruptible 64
4.2. La méthode SFV 64
4.2.1. Les différentes méthodes retenues par le régulateur fédéral 64
4.2.2. Les objectifs 65
4.2.3. L'impact de la méthode SFV 66
4.3. Les modalités du contrôle tarifaire de la FERC 68
4.3.1. La procédure 68
4.3.1.a. La détermination des coûts répercutés dans les tarifs 68
4.3.1.b. L'allocation des coûts 69
4.3.2. Les éléments constitutifs du coût du service 69
4.3.2.a. Le rendement sur la valeur de l'actif 69
4.3.2.b. Les coûts de fonctionnement et de maintenance 70
4.3.2.c. Les autres éléments 71
4.3.3. Les facteurs affectant le coût du service 71
4.3.3.a. Une présentation simplifiée du calcul des tarifs 71
4.3.3.b. L'impact de la réservation de capacité 73
4.3.3.c. Simulations numériques 73
4.4. Les méthodes de réglementations alternative au cost plus pour les tarifs du transport gazier 76
4.4.1. Les tarifs alternatifs autorisés actuellement 76
4.4.2. Les dernières réformes 77
4.5. Conclusion 78
CONCLUSION DU CHAPITRE 1 80

CHAPITRE 2 L'ORGANISATION DE L'INDUSTRIE GAZIERE BRITANNIQUE 83
INTRODUCTION 84
SECTION 1 LA DEREGLEMENTATION DE L'INDUSTRIE GAZIERE BRITANNIQUE 87
1.1. Les institutions en charge de la réglementation/déréglementation 87
1.1.1. Le régulateur 87
1.1.2. La tutelle du régulateur et les arbitres 88
1.1.2.a. La tutelle : le DTI 88
1.1.2.b. La Monopoly and Merger Commission (MMC) 88
1.1.2.c. L'Office of Fair Trading 88
1.1.3. Le cadre légal. 89
1.2. Avant 1986 : le contexte 89
1.3. Les principales étapes de la déréglementation 91
1.3.1. Première phase d'ouverture du marché : Le Gas Act de 1986 91
1.3.1.a. La fourniture sur le marché réglementé et sur le marché ouvert 91
1.3.1.b. Le transport 93
1.3.1.c. La séparation des comptes (unbundling) 93
1.3.2. Le rapport de la MMC de 1988 94
1.3.2.a. La discrimination pratiquée par British Gas sur le marché non réglementé 95
1.3.2.b. Les réponses proposées par la MMC 95
1.3.2.c. Commentaires 96
1.3.3. La révision de la formule de contrôle des tarifs de fourniture de British Gas sur le marché réglementé 98
1.3.3.a. La réforme structurelle de la formule 98
1.3.3.b. La détermination du facteur X et le price cap complémentaire sur la partie fixe des tarifs 99
1.3.3.c. Commentaires 100
1.3.4. Le rapport de l'OFT de 1991 101
1.3.4.a. Les propositions du rapport 101
1.3.4.b. Les conséquences de ce rapport 102
1.3.4.c. Commentaires 103
1.3.5. Le rapport de la MMC de 1993 103
1.3.5.a. L'évaluation de l'ouverture contenue dans le rapport 104
1.3.5.b. Les propositions du rapport 105

1.3.5.c. Commentaires 106
1.3.6. Les dernières réformes 107
1.4. Les enjeux réglementaires actuels 109
1.4.1. La protection des consommateurs 111
1.4.1.a. Les mesures d'ordre général 111
1.4.1.b. La représentation des consommateurs 112
1.4.1.c. Les consommateurs à faibles revenus 112
1.4.2. La transparence 114
1.4.3. Les tarifs réglementés 115
1.4.4. La fusion Ofgas - Offer 116
1.5. Bilan de la déréglementation gazière britannique 118
SECTION 2 LE *PRICE CAP* APPLIQUE AU TRANSPORT DU GAZ EN GRANDE-BRETAGNE 120
2.1. Les tarifs de transport 120
2.1.1. La structure des tarifs 120
2.1.1.a. La National Transmission System 121
2.1.1.b. Le réseau des LDZ 122
2.1.1.c. Les services à la clientèle 123
2.1.2. L'obtention de la capacité 123
2.1.2.a. La réservation de capacité 123
2.1.2.b. Le marché secondaire de la capacité de transport 124
2.1.3. L'équilibrage du réseau par Transco 124
2.1.3.a. Le mécanisme 124
2.1.3.b. Les limites du système actuel 128
2.1.3.c. L'évolution du système : la création d'un marché quotidien : l'OCM (On the day Commodity Market) 130
2.1.4. La facturation 132
2.1.4.a. La mesure et l'allocation des volumes de gaz transportés 133
2.1.4.b. La facturation proprement dite 133
2.2. Les principes de calcul d'un plafond calculé selon la méthode RPI-X 134
2.2.1. Les recettes autorisées 134
2.2.2. La formule RPI-X 136
2.3. La formule pour la période avril 1997 – mars 2002 137
2.3.1. La nouvelle structure de la formule 138
2.3.2. Les éléments du débats 140

2.3.2.a. Les volumes estimés 140
2.3.2.b. Les coûts d'exploitation 141
2.3.2.c. Les investissements 141
2.3.2.d. La valeur et l'amortissement de l'actif 141
2.3.2.e. Le coût du capital 143
2.4. Correction des plafonds en fonction des volumes réels 145
2.4.1.a. Le principe 145
2.4.1.b. Les volumes retenus par Ofgas 146
2.5. Comparaison des deux formules 147
2.5.1. L'impact des volumes estimés sur les recettes de la firme en place 147
2.5.2. Comparaison du RPI-X avec une formule hybride sans correction de volumes et une formule hybride avec correction de volumes 149
2.5.2.a. La formule RPI-X « classique » 150
2.5.2.b. La formule avec plafond de recettes sans réajustement des volumes estimés par rapport aux volumes réels 150
2.5.2.c. La formule avec plafond de recettes sans réajustement des volumes estimés par rapport aux volumes réels 151
2.5.2.d. Comparaison 152
CONCLUSION DU CHAPITRE 2 155

DEUXIEME PARTIE : APPROCHE THEORIQUE DES REGLEMENTATIONS APPLIQUEES AUX TARIFS DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL PAR GAZODUC

CHAPITRE 3 L'INTERPRETATION THEORIQUE DES REGLEMENTATIONS TARIFAIRES APPLIQUEES AU TRANSPORT GAZIER EN GRANDE-BRETAGNE ET AUX ETATS-UNIS. 159
INTRODUCTION 160
SECTION 1 LE MODELE DE REFERENCE 164
1.1. Les hypothèses 164
1.2. Le monopole non contraint 165
1.2.1. Le modèle général 165
1.2.2. Les demandes indépendantes 166
1.3. La maximisation du surplus global sous contrainte de l 'équilibre budgétaire de la firme réglementée 167

1.3.1. Maximisation du surplus sous contrainte de profit 167
1.3.2. Maximisation du profit sous contrainte de surplus 169
1.4. Les surplus collectifs de référence 170
SECTION 2 LA REGLEMENTATION PAR LE COUT DU SERVICE 172
2.1. Définitions 172
2.2. Avantages 173
2.2.1. La simplicité 174
2.2.2. La convergence vers des prix de type Ramsey - Boiteux 174
2.2.2.a. La logique du modèle 174
2.2.2.b. Les hypothèses du modèle 175
2.2.2.c. La convergence vers des prix Ramsey 177
2.3. Les inconvénients 181
2.3.1. La surcapitalisation 181
2.3.2. Une répartition des outputs inefficace 184
2.3.3. Une mauvaise allocation des coûts 186
2.3.4. Des choix de technologies inefficaces 187
2.3.5. Autres inefficacités 188
2.3.5.a. La capture du régulateur 188
2.3.5.b. L'inefficacité financière 188
2.3.5.c. L'inefficacité procédurale 188
2.4. Conclusions 189
SECTION 3 LA REGLEMENTATION PAR PLAFOND DE PRIX 190
3.1. Les différentes formes de price cap dans un contexte statique 191
3.1.1. Le price cap idéal 191
3.1.1.a. Définitions 191
3.1.1.b. Avantages 193
3.1.1.c. Inconvénients 194
3.1.1.d. Comparaison de surplus 195
3.1.2. Le plafond de prix par indice pondéré 195
3.1.2.a. Définition 195
3.1.2.b. Avantages 196
3.1.2.c. Inconvénients 197
3.1.2.d. Comparaison de bien-être 197
3.1.3. Le plafond de recette moyenne 198

3.1.3.a. Définition 198
3.1.3.b. Avantages 199
3.1.3.c. Inconvénients 200
3.1.3.d. Comparaison des surplus globaux 202
3.1.4. Les tarifs optionnels 203
3.2. Les différentes formes de price cap dans un contexte dynamique 204
3.2.1. Le mécanisme de VOGELSANG – FINSINGER [1979] 204
3.2.1.a. Définition 204
3.2.1.b. Avantages 205
3.2.1.c. Inconvénients 205
3.2.2. La réglementation par indice de LASPEYRES (L) 206
3.2.2.a. Définition 206
3.2.2.b. Avantages 207
3.2.2.c. Inconvénients 208
3.2.2.d. Comparaison des surplus globaux 209
3.2.3. Le plafond de recette moyenne dynamique 209
3.2.3.a. Définition 209
3.2.3.b. Avantages 210
3.2.3.c. Inconvénients 210
3.2.4. Le plafond de recette moyenne avec décalage 210
3.2.4.a. Définition 210
3.2.4.b. Avantages 211
3.2.4.c. Inconvénients 213
3.2.4.d. Comparaison des surplus globaux 213
3.2.5. Le price cap de type RPI-X 214
3.2.5.a. Définition 214
3.2.5.b. Avantages 214
3.2.5.c. Inconvénients 215
3.3. Conclusion 216
3.3.1. Les plafonds de prix dans un cadre statique 216
3.3.1.a. Les plafonds de prix dans un cadre dynamique 217
SECTION 4 LA FRONTIERE ENTRE LE COUT DU SERVICE ET LE PLAFOND DE PRIX 219
4.1. La durée de la période régulatoire 219
4.2. La prise en compte des coûts 219

4.2.1. Hypothèses 220
4.2.2. Price cap contre cost plus 220
4.2.3. Le rôle de l'aversion au risque 221
4.3. Conclusions 223
SECTION 5 LA FORMULE HYBRIDE APPLIQUEE AU TRANSPORT GAZIER BRITANNIQUE 224
5.1. Evaluation de la formule hybride dans un contexte où la firme est myope 225
5.1.1.a. Définition 225
5.1.1.b. =0 : plafond de recette totale 227
5.1.1.c. Comparaison de bien-être collectif 228
5.2. La proportion optimale lorsque la firme n'est pas myope 229
5.2.1. Calcul de la structure tarifaire 229
5.2.2. Détermination de la proportion optimale 232
5.2.2.a. Définition du coût ressenti par la firme réglementée 232
5.2.2.b. Cas n°1 : <1/2 et (1+w)>1; 234
5.2.2.c. Cas n°2 : <1/2 et (1+w)≤1 236
5.2.2.d. Cas n°3 : >1/2 et (1+w)>1 237
5.2.2.e. Cas n°4 : >1/2 et (1+w)≤1 238
5.2.3. Commentaires et retour sur le cas britannique 239
5.2.3.a. Synthèse des résultats 239
5.2.3.b. Comparaison de bien-être collectif 240
5.2.3.c. La formule appliquée aux tarifs de Transco 242
CONCLUSION DU CHAPITRE 3 245
CHAPITRE 4 LA CHARGE D'ACCES OPTIMALE POUR UNE INDUSTRIE GAZIERE INTEGREE 249
INTRODUCTION 250
SECTION 1 LA REGLE ECP ET LE TRANSPORT DU GAZ NATUREL 253
1.1. Le cadre des marchés contestables 253
1.1.1. La contestabilité 254
1.1.2. La sous-additivité des coûts de Production et l'équilibre d'un marché contestable parfait 254
1.1.2.a. Le cas d'un monopole à production unique 254
1.1.2.b. Le cas multiproduits 256
1.1.3. Les limites de la théorie des marchés contestables 258

1.1.3.a. Les limites internes à la théorie 258
1.1.3.b. Les hypothèses des marchés contestables et l'industrie du gaz naturel 259
1.2. La règle ECP 261
1.2.1. Définition 261
1.2.1.a. Les hypothèses du modèle 261
1.2.1.b. Le modèle 262
1.2.1.c. Les propriétés d'un tarif calculé selon l'ECPR 264
1.2.2. Ses limites générales 265
1.2.2.a. La parfaite substituabilité 265
1.2.2.b. le prix pratiqué par le monopole sur le marché final doit égal au coût marginal de la fourniture 266
1.2.2.c. La remise en cause du principe d'efficacité 267
1.3. Conclusion 268
SECTION 2 REGLEMENTATION DE LA CHARGE D'ACCES ET DU PRIX SUR LE MARCHE AVAL 270
2.1. Le modèle d'ARMSTRONG, DOYLE et VICKERS 270
2.1.1. Les hypothèses 270
2.1.2. Fixation par le régulateur de la charge d'accès et du prix du gaz 271
2.1.3. Fixation de la charge d'accès 273
2.2. Comparaison de la règle de RAMSEY-BOITEUX avec l'ECPR : efficacité allocative versus efficacité productive 274
2.3. Conclusion 276
SECTION 3 IMPACT DE LA CHARGE D'ACCES SUR L'EQUILIBRE D'UN DUOPOLE 278
3.1. Les hypothèses générales 278
3.2. Concurrence à la BERTRAND 279
3.2.1. Situation A : l'entrant est plus efficace que la firme en place 280
3.2.1.a. Le prix d' équilibre 280
3.2.1.b. Impact sur les profits et le surplus des consommateurs 282
3.2.2. Situation B : la firme en place est plus efficace 282
3.2.2.a. Le prix d'équilibre 282
3.2.2.b. Impact sur les profits et le surplus des consommateurs 283
3.2.3. La détermination de la charge d'accès optimale 284
3.2.3.a. Le bien-être 284
3.2.3.b. Application à une fonction de demande linéaire 285

3.3. Concurrence à la COURNOT *287*
3.3.1. Résolution du modèle de duopole 287
3.3.1.a. L'équilibre du duopole 287
3.3.1.b. Impact sur les profits et le surplus des consommateurs 290
3.3.2. Application à une demande linéaire 293
3.3.2.a. L'équilibre du duopole 293
3.3.2.b. Les profit et les surplus 294
3.4. Conclusion *297*
CONCLUSION DU CHAPITRE 4 ..... **299**
CONCLUSION GENERALE **301**
ANNEXES AU CHAPITRE 1 ..... ***306***
ANNEXE AU PARAGRAPHE 1.4.1 ..... **306**
ANNEXE AU PARAGRAPHE 2.1.3 ..... **307**
ANNEXE AU PARAGRAPHE 2.2.3 ..... **308**
ANNEXE AU PARAGRAPHE 2.2.4 ..... **312**
ANNEXES AU CHAPITRE 2 ..... ***315***
ANNEXE AU PARAGRAPHE 1.3.6 ..... **315**
ANNEXE AU PARAGRAPHE 2.5.2 ..... **315**
BIBLIOGRAPHIE **316**
TABLE DES MATIERES **327**